



Avaliação das Poupanças nas Emissões de CO₂ Geradas pela Produção de Energia Renovável no Sistema Elétrico Português entre 2005 e 2017

JÚLIA DINIZ JACQUES GONÇALVES

novembro de 2018

Avaliação das Poupanças nas Emissões de CO₂
Geradas pela Produção de Energia Renovável no
Sistema Elétrico Português entre 2005 e 2017

Júlia Diniz Jacques Gonçalves

Dissertação submetida para a obtenção do grau de
Mestre em Energias Sustentáveis

Instituto Superior de Engenharia do Porto
Departamento de Engenharia Mecânica

novembro de 2018

Relatório da Unidade Curricular de Dissertação/Projecto/Estágio do 2º ano do
Mestrado em Energias Sustentáveis

Júlia Diniz Jacques Gonçalves, Nº 1160492, 1160492@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Carlos Pereira Freitas, cpf@isep.ipp.pt

Mestrado em Energias Sustentáveis
Departamento de Engenharia Mecânica



novembro de 2018

Agradecimentos

Aos meus pais pelo apoio incondicional em todas minhas decisões. Aos amigos e família do Brasil por se manterem presentes mesmo com a distância física ao longo desses dois anos de estudo. Aos colegas do ISEP e do Porto por me acolherem e me fazerem sentir em casa desde o início desta mudança. Ao meu colega de graduação, trabalho e mestrado João Chaib por me ter trazido até aqui e estar sempre presente. Ao meu pai, que onde quer que esteja sei que sente orgulho do meu caminho e que continua me apoiando incondicionalmente.

A todos os docentes do ISEP que me ensinaram e guiaram durante o mestrado, em especial ao meu orientador Carlos Freitas por toda a atenção, cuidado, paciência e tempo dedicados à orientação da minha dissertação. À professora Nídia Caetano por estar sempre disponível para me orientar desde o início até o final desta jornada.

A todos que direta ou indiretamente me ajudaram a iniciar e concluir esta fase de aprendizagem: muito obrigada!

Resumo

O setor de produção elétrica é um dos grandes responsáveis pelo excesso de emissões de Gases com Efeito Estufa (GEE) liberadas por atividades humanas na atmosfera como resultado da queima de combustíveis fósseis para a geração de energia. As políticas para redução de GEE são indispensáveis ao combate das alterações climáticas e passam em grande medida pelo incentivo à utilização de fontes de energia renovável. O principal instrumento das políticas europeias para redução de emissões é o Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), que constitui o maior e mais relevante mercado de carbono a nível mundial. O objetivo do presente trabalho consiste em quantificar as emissões de CO₂ que deixaram de ser libertadas para a atmosfera no período entre 2005 a 2017 devido à utilização de fontes de energia renovável no sistema eletroprodutor português. A avaliação das poupanças proporcionadas pela presença das energias renováveis no *mix* energético nacional é feita tanto em termos ambientais como ao nível económico, pela quantificação do valor associado às licenças de emissão de CO₂ no âmbito do CELE. A metodologia adotada para suportar essa avaliação passou por equacionar um cenário em que toda a energia produzida a partir de fontes renováveis ao longo daquele período teria sido produzida pela queima de combustíveis fósseis nas grandes centrais termoelétricas existentes no país, de forma a esgotar suas capacidades de produção ainda disponíveis ano a ano e considerando o contexto menos poluente possível. A análise permitiu concluir que, nas condições propostas pelo estudo, Portugal teria emitido cerca de 132 milhões de toneladas de CO₂ a mais no período considerado, o que corresponde a cerca de 70% das emissões de fato liberadas e a um custo aproximado de 1,3 mil milhões de euros associado às licenças de emissões extra que teriam de ser atribuídas para a produção elétrica. Os resultados significativos a que chegamos permitem reafirmar a relevância da utilização de fontes de energia renovável para a produção elétrica em substituição das fontes baseadas em combustíveis fósseis como forma de evitar consideráveis emissões de CO₂ na atmosfera e combater as alterações climáticas, caminhando em direção a um desenvolvimento sustentável.

Palavras-Chave

Fontes de Energia Renovável, Emissões de CO₂, Mercado de Carbono, Alterações Climáticas

Abstract

The electricity generation sector is one of the main responsible for the excess emissions of greenhouse gases (GHG) released by human activities in the atmosphere as a result of the fossil fuels burning for energy generation. GHG reduction policies are essential to combat climate change and are largely driven by the use of renewable energy sources. The main instrument of European policies to reduce GHG emissions is the European Union Emission Trading Scheme (EU ETS), which is the largest and most relevant carbon market in the world. The objective of the present work is to quantify the CO₂ emissions that were not released to the atmosphere in the period between 2005 and 2017 due to the use of renewable energy sources in the Portuguese electroproduction system. The evaluation of the savings made by the presence of renewable energies in the national energy mix is done in both environmental and economic terms by quantifying the associated value of CO₂ emission licenses under the EU ETS. The methodology adopted to support this assessment came to consider a scenario in which all the energy produced from renewable sources during that period would have been produced by the burning of fossil fuels in the main thermoelectric power plants existing in the country, in order to exhaust its still available production capacities year by year and considering the least polluting context possible. The analysis showed that, under the conditions proposed by the study, Portugal would have emitted around 132 million tonnes of CO₂ more in the period considered, which corresponds to about 70% of the emissions actually released and to an approximate cost of 1,3 billion of euros associated with the extra emission allowances that would have to be allocated for electricity generation. The significant results we have achieved allow us to reaffirm the relevance of renewable energy sources use for electricity production as a substitute for fossil fuel-based sources, as a way to avoid considerable CO₂ emissions into the atmosphere and to combat climate change by moving towards a sustainable development.

Keywords

Renewable Energy Sources, CO₂ Emissions, Carbon Market, Climate Change

Declaração

Júlia Diniz Jacques Gonçalves declara, sob compromisso de honra, que este trabalho é original e que todas as contribuições não originais foram devidamente referenciadas, com identificação da fonte.

05 de novembro de 2018

Assinatura *Júlia Diniz J. Gonçalves*

Índice

ÍNDICE	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XIII
NOMENCLATURA	XV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2. OBJETIVOS	3
1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO	3
2. ESTADO DA ARTE	5
2.1. PANORAMA GERAL SOBRE AS EMISSÕES DE GASES COM EFEITO ESTUFA	5
2.2. PANORAMA GERAL SOBRE A EVOLUÇÃO DA PENETRAÇÃO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS	11
3. POLÍTICAS PARA A REDUÇÃO DE EMISSÕES DE GEE.....	17
3.1. PANORAMA MUNDIAL	18
3.2. EUROPA	21
3.3. PORTUGAL	27
4. SISTEMA DE PRODUÇÃO ELÉTRICO NACIONAL	31
4.1. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE FONTES TÉRMICAS NÃO RENOVÁVEIS	34
4.2. PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS	38
5. AVALIAÇÃO DAS POUPANÇAS NAS EMISSÕES DE CO2 GERADAS PELAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL	43
5.1. PRODUÇÃO ELÉTRICA E EMISSÕES DE CO2 NO PERÍODO 2005-2017 – VALORES REAIS	45
5.2. PRODUÇÃO ELÉTRICA E EMISSÕES DE CO ₂ NO PERÍODO 2005-2017 – CENÁRIO SEM FONTES RENOVÁVEIS.....	50
5.3. AVALIAÇÃO DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO ₂ NO PERÍODO 2005-2017 – CENÁRIO SEM FONTES RENOVÁVEIS.....	56
5.4. ANÁLISE COMPARATIVA DOS CENÁRIOS REAL E SEM FONTES RENOVÁVEIS NO PERÍODO 2005-2017	58
6. CONCLUSÕES.....	67
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS	69
ANEXO I – RESULTADOS POR ANO E POR CENTRAL TERMOELÉTRICA.....	74

Índice de Figuras

Figura 2.1-1 – Emissões Mundiais de GEE por Setor em 2016	6
Figura 2.1-2 – Emissões de GEE na UE por Setor em 2015	7
Figura 2.1-3 – Emissões de GEE em Portugal por setor em 2016	7
Figura 2.1-4 – Evolução Global de Emissões de CO ₂ pela Queima de Combustíveis Fósseis	8
Figura 2.1-5 – Evolução das Emissões de CO ₂ pela Queima de Combustíveis Fósseis por Continente	9
Figura 2.1-6 – Evolução das Emissões de CO ₂ por Fonte de Energia.....	10
Figura 2.1-7 – Emissões por Fonte de Energia e Continente em 2016	10
Figura 2.2-1 – Evolução da Capacidade Instalada Mundial em Energias Renováveis	12
Gráfico 2.2-2 – Produção de Energia Elétrica pela OCDE em 2017	13
Figura 2.2-3 – Taxa Média de Crescimento Anual de Produção Elétrica em Países da OCDE entre 1990 e 2017	14
Figura 2.2-4 – Evolução Regional das Parcelas de Produção Renovável na OCDE.....	15
Figura 3.1-1 – Evolução das Emissões e Metas de Redução Assumidas pelos 10 Países que mais Emitem CO ₂ , excluindo China e Índia.	21
Figura 3.2-1 – CELE - Níveis de Emissões Verificadas para Todos os Países.....	25
Figura 3.2-2 – Evolução do Preço do CO ₂	26
Figura 3.3-1 – CELE - Níveis de Emissões Verificadas para Portugal.....	29
Figura 4-1 – Evolução da Produção Elétrica e Consumo de Energia em Portugal	32
Figura 4-2 – Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores em Portugal Continental	33
Figura 4-3 – Mix de Produção Elétrica de Portugal em 2017	34
Figura 4.1-1 - Evolução da Dependência Energética de Portugal (%).....	35
Figura 4.1-2 - Evolução da Dependência Energética e da Quota de Renováveis na Produção Elétrica	35
Figura 4.1-3 – Saldos de exportação e importação energética em Portugal.....	36
Figura 4.2-1 – Penetração de Renováveis para Geração de Energia - Top 10 Países, 2017	39

Gráfico 4.2-2: Evolução da Potência Instalada Renovável do Parque Eletroprodutor Português.....	39
Figura 4.2-3– Emissões Específicas do Setor Elétrico de Portugal Continental.....	40
Figura 4.2-4– Evolução da Produção de Energia Renovável em Portugal Continental.....	41
Figura 5.1-1 - Produção Elétrica em Portugal por Fonte de Energia (GWh).....	46
Figura 5.1-2 – Peso da Fonte Energética no Total da Produção Elétrica em Portugal (2005-2017)	48
Figura 5.1-3 - Emissões de CO ₂ em Portugal por Fonte de Energia (ton. CO ₂)	49
Figura 5.1-4 – Peso das Emissões de CO ₂ em Portugal por Fonte de Energia (2005-2017)	50
Figura 5.2-1 - Emissões de CO ₂ Extra por Central na Ausência de Renováveis	53
Figura 5.2-2 – Peso das Emissões de CO ₂ Extra por Central na Ausência de Renováveis (2005-2017).....	55
Figura 5.2-3 – Aumento Percentual de Emissões em Relação às Reais	55
Figura 5.3-1 – Evolução do Preço Anual Médio da Tonelada de CO ₂	57
Figura 5.4-1 – Produções Extra e Real por Tecnologia	59
Figura 5.4-2 - Produções Extra e Real por Ano	60
Figura 5.4-3 – Emissões Extra e Real por Tecnologia	60
61	
Figura 5.4-4 - Emissões Extra e Real por Ano.....	61
Figura 5.4-5 – Valores Extra e Real de Licenças de Emissões por Tecnologia.....	62
Figura 5.4-6 - Valores Extra e Real de Licenças de Emissões por Ano	62
Figura 5.4-7 – Produções Extra e Real por Central.....	65
Figura 5.4-8 – Emissões Extra e Real por Central	65
Figura 5.4-9 – Valores Extra e Real de Licenças de Emissões por Central	66

Índice de Tabelas

Tabela 5.1-1 - Produção Elétrica em Portugal por Fonte de Energia (GWh).....	46
Tabela 5.1-2 - Produção Elétrica em Portugal por Fonte de Energia (%).....	47
Tabela 5.1-3 - Emissões de CO ₂ em Portugal por Fonte de Energia (ton. CO ₂).....	48
Tabela 5.2-1 – Emissões CO ₂ Extra por Central na Ausência de Renováveis	52
Tabela 5.4-1– Produção Elétrica, Emissões de CO ₂ e Valores das Licenças de Emissão por Tecnologia de Produção	58
Tabela 5.4-2 – Produção Elétrica, Emissões de CO ₂ e Valores das Licenças de Emissão por Central	63
Tabela 5.4-3 – Proporções de Produção Elétrica, Emissões de CO ₂ e Valores das Licenças de Emissão por Central	64

Nomenclatura

Abreviaturas

CDM	–	<i>Clean Development Mechanism</i> (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo- MDL)
CELE	–	Comércio Europeu de Licenças de Emissão (EU ETS - <i>European Union Emissions Trading System</i>)
CER	–	Certificados de Emissões Reduzidas (<i>Certified Emission Reduction</i>)
C.C	–	Ciclo Combinado
CQNUA C	–	Conferência das Partes na Convenção Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas
EM	–	Estados Membro
ERU	–	<i>Emission Reduction Unit</i>
EUA	–	<i>European Union Allowance</i> (Licença de Emissão Europeia)
GEE	–	Gases de Efeito Estufa
GN	–	Gás Natural
IPCC	–	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
JI	–	<i>Joint Implementation</i> (Implementação Conjunta- IC)
MDL	–	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (CDM - <i>Clean Development Mechanism</i>)
OCDE	–	Organização de Cooperação e Desenvolvimento Económico
ONU	–	Organização das Nações Unidas
PIB	–	Produto Interno Bruto
PQ	–	Protocolo de Quioto
UE	–	União Européia

UNFCCC – *United Nations Framework Convention on Climate Change* (Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas)

1. Introdução

1.1. Contextualização

O crescimento das emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) devido às atividades humanas intensifica o aumento natural da temperatura da atmosfera e dos oceanos, nomeadamente o Efeito Estufa, gerando mudanças climáticas que afetam o meio ambiente, a economia e a sociedade como um todo. O Painel Intergovernamental sobre Alterações Climáticas (IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*) aponta a queima de combustíveis fósseis e o desflorestamento como as ações antrópicas que mais contribuem para a emissão de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera, sendo este o GEE que mais contribui para o aquecimento global (IPCC, 2014).

De acordo com o último Relatório de Avaliação divulgado pelo IPCC, o aquecimento global é inequívoco, e desde a década de 1950 muitas das mudanças observadas não têm precedentes ao longo de décadas a milênios. Está ocorrendo uma mudança no ciclo da água, as temperaturas da atmosfera e do oceano estão aumentando, as quantidades de neve e gelo têm diminuído, o nível do mar subiu e as concentrações de gases de efeito estufa aumentaram desde a era pré-industrial, principalmente devido ao crescimento econômico e populacional (IPCC, 2014).

As mudanças climáticas geram graves consequências no meio ambiente. De entre esses

impactos destacam-se o desequilíbrio de ecossistemas, incluindo extinção de espécies e mudanças de hábitos; a alteração da frequência e da intensidade de precipitações que acaba por interferir também na agricultura; o derretimento de geleiras e a elevação do nível do mar, que afeta diretamente os ecossistemas marinhos e os recursos hídricos; e a intensificação de alguns fenômenos meteorológicos, como ondas de calor, tempestades, vendavais e secas, que atingem diretamente o ser humano e o ecossistema terrestre em geral (IPCC, 2014).

Diante dos preocupantes impactos resultantes das excessivas emissões de GEE na atmosfera, negociações inter-governamentais surgiram para que fossem estabelecidas metas de redução, sobretudo para países mais desenvolvidos e que representam, portanto, maiores volumes de emissões. O Protocolo de Quioto foi o primeiro grande acordo mundial realizado com o intuito de combater as alterações climáticas e dentro das medidas e políticas sugeridas encontram-se a melhoria da eficiência energética e a promoção das energias renováveis. Foram também oferecidos instrumentos que serviriam de auxílio para que os países atingissem as metas de redução estipuladas, nos quais está incluída a criação de um mercado internacional para a transação de direitos de emissão. Nesse contexto, a União Europeia implementou o CELE - Comércio Europeu de Licenças de Emissão - o maior e mais relevante mercado de carbono a nível mundial e ao qual Portugal está vinculado.

O setor da energia é um dos principais responsáveis pelas emissões de GEE na atmosfera, uma vez que corresponde às atividades de combustão. O setor de produção elétrica, a par com o setor dos transportes, é o maior responsável pela emissão de GEE como resultado da queima de combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás natural) para a geração de energia. Cada um daqueles setores representa cerca de 25% do total das emissões de GEE (IPCC, 2014). Como tal, é natural que uma parte considerável dos esforços das entidades responsáveis pelas políticas ambientais se concentre na necessidade de limitar as emissões de GEE na atividade de produção elétrica. Neste contexto, a promoção das fontes de energia renovável assume especial relevância para um desenvolvimento sustentável uma vez que permite evitar a emissão de grandes quantidades de CO₂ pela queima de combustíveis fósseis e respectivas consequências ambientais, constituindo por isso um dos instrumentos mais importantes nas políticas de combate às alterações climáticas.

1.2. **Objetivos**

O objetivo central deste trabalho é o de quantificar as poupanças nas emissões de CO₂ resultantes do recurso às energias renováveis no setor de produção elétrica português. Pretende-se fazer essa avaliação quer na perspectiva ambiental, avaliando a quantidade de emissões de CO₂ que são evitadas pela substituição da queima de combustíveis fósseis, quer na perspectiva económica, calculando o valor associado às licenças de emissão que teriam de ser consumidas pelo setor de produção elétrica na ausência das energias renováveis com base no preço estabelecido nos mercados de carbono.

1.3. **Organização do Relatório**

Este trabalho está estruturado em seis capítulos. Após esta introdução, no capítulo 2, são apresentados os panoramas gerais a respeito da evolução das emissões de gases de efeito estufa e da penetração das energias renováveis ao longo dos anos a nível global, da União Europeia e de Portugal, de forma a contextualizar a situação atual. O capítulo 3 tem como foco as políticas ambientais desenvolvidas com vista à redução de emissões de GEE, sendo apresentados os acordos que estabelecem as metas para a redução de GEE à escala global bem como o enquadramento da União Europeia e de Portugal em particular face aos objetivos de redução assumidos nesse contexto. O capítulo 4 é dedicado à caracterização do sistema de produção elétrico português, de forma que sejam apresentados dados importantes para o estudo referentes à evolução da potência instalada, do consumo e da produção energética no país, bem como das emissões específicas do setor elétrico português e da penetração de renováveis no mix energético. No capítulo 5 serão apresentados os resultados do estudo empírico desenvolvido nesta dissertação que permitiram responder à questão de investigação que, como ficou referido antes, passa pela quantificação dos resultados obtidos pelo país em termos de emissões de CO₂, e do correspondente valor económico associado às licenças de emissão, proporcionadas pela utilização de energias renováveis ao longo do período de estudo (2005 a 2017). Neste capítulo serão naturalmente discutidos os resultados encontrados e no capítulo 6 são apresentadas as conclusões.

O presente trabalho consiste em uma dissertação no âmbito do mestrado em Energias Sustentáveis do Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP).

2. Estado da Arte

A preocupação com o meio ambiente é uma constante na agenda política atual, principalmente dos países mais desenvolvidos e conscientes a respeito dos danos ambientais causados pelas atividades humanas. As excessivas emissões de gases com efeito estufa provenientes de atividades humanas e resultantes do desenvolvimento econômico afetam diretamente o clima em escala global, e para que essas alterações climáticas sejam controladas e reduzidas é fundamental unir esforços para que ocorra a diminuição de emissões. Essa urgente redução é de responsabilidade individual, regional e global e de extrema importância para que a humanidade se desenvolva de forma sustentável, com vista a atender às necessidades das gerações atuais sem prejudicar as futuras através de um equilíbrio entre os desenvolvimentos econômico, social e ambiental.

2.1. **Panorama Geral sobre as Emissões de Gases com Efeito Estufa**

O setor energético desempenha um papel fundamental para toda a atividade econômica e

para a vida humana em geral sendo também o principal responsável pela emissão de GEE¹. Neste âmbito, a queima de combustíveis fósseis associada às atividades do setor dos transportes e do setor da produção de energia elétrica são as que mais contribuem para o elevado nível de concentração de GEE como resultado da ação humana. O gráfico da Figura 2.1-1 abaixo apresenta as proporções dos diferentes setores de atividade nas emissões totais mundiais em 2016, demonstrando o enorme peso do setor da energia - 74% (IEA, 2018).

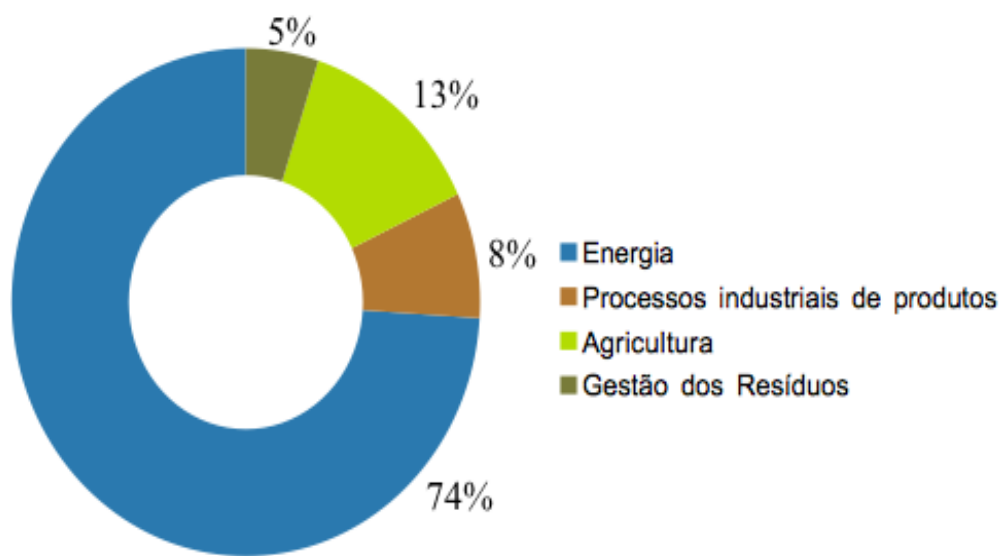


Figura 2.1-1 – Emissões Mundiais de GEE por Setor em 2016

Fonte: IEA, 2018.

O gráfico da Figura 2.1-2 apresenta as proporções de emissões por setores para os 28 países membros da UE em 2015. Dentro do setor energético, cerca de um terço das emissões foram provenientes do setor dos transportes no ano em questão (Parlamento Europeu, 2018), e aproximadamente metade foram provenientes do setor de produção elétrica (IEA, 2018).

¹Os GEE previstos no Anexo A do Protocolo de Quioto são: Dióxido de Carbono (CO₂); Metano (CH₄); Óxido Nitroso (N₂O); Hidrofluorcarbonetos (HFC); Perfluorocarbonetos (PFC); Hexafluoreto de Enxofre (SF₆).

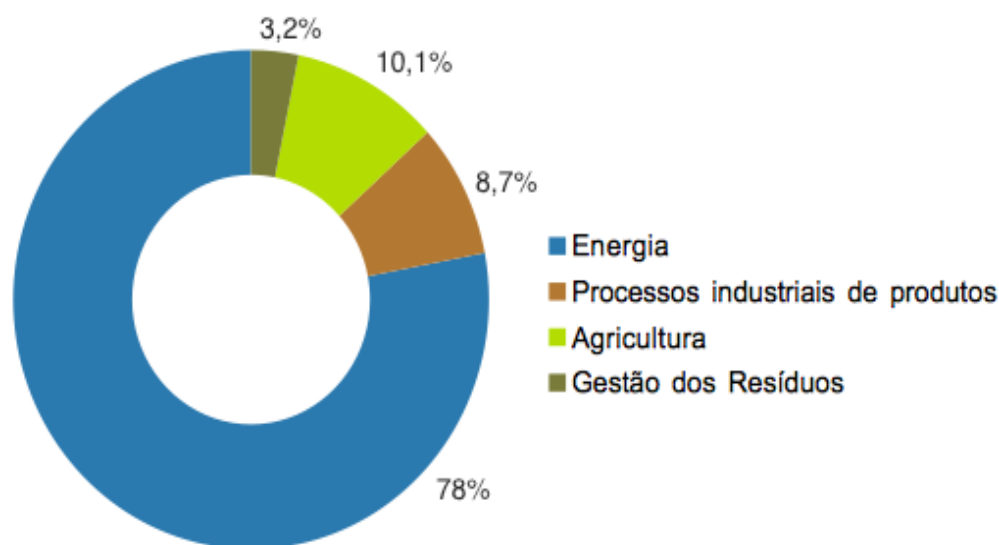


Figura 2.1-2 – Emissões de GEE na UE por Setor em 2015

Fonte: Parlamento Europeu, 2018

Em Portugal, assim como no restante do mundo, o setor energético é o grande responsável pelas emissões de GEE. Em 2016, foi responsável por 69,4% do total de emissões do país, sendo que 25,7% corresponde ao setor de produção elétrica e 24,7% ao setor dos transportes. As emissões libertadas pelo setor elétrico em Portugal aumentaram 14% entre 1990 e 2016 (APA, 2018).

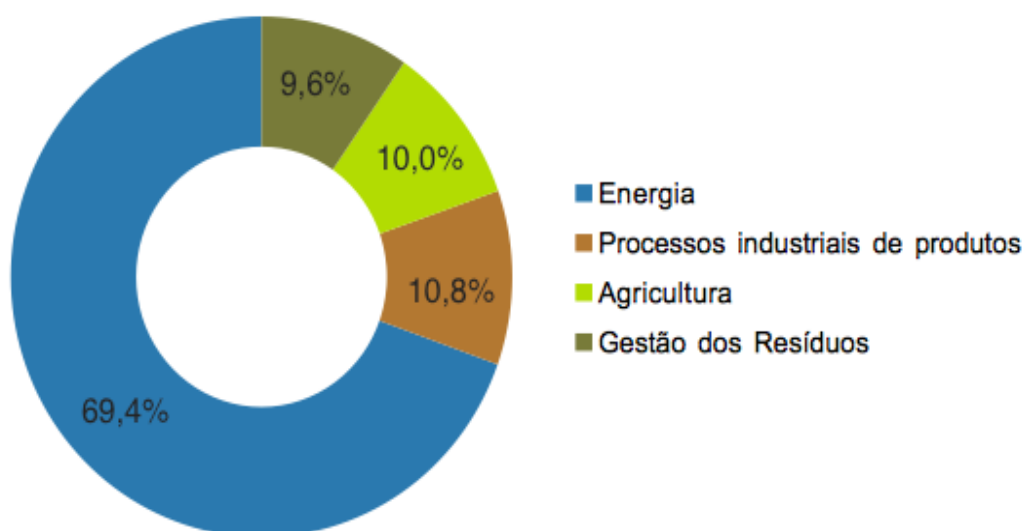


Figura 2.1-3 – Emissões de GEE em Portugal por setor em 2016

Fonte: APA, 2018.

Como pode-se verificar no gráfico da Figura 2.1-4, as emissões mundiais provenientes do setor da energia duplicaram em relação ao início dos anos 70, aumentando cerca de 40% desde 2000 devido ao crescimento econômico global que vem acompanhado do aumento da demanda por energia (IEA, 2018¹). As quantidades de emissões são apresentadas em giga toneladas de CO₂ (Gt.CO₂) ou seja, bilhões de toneladas (milhar de milhão de toneladas).

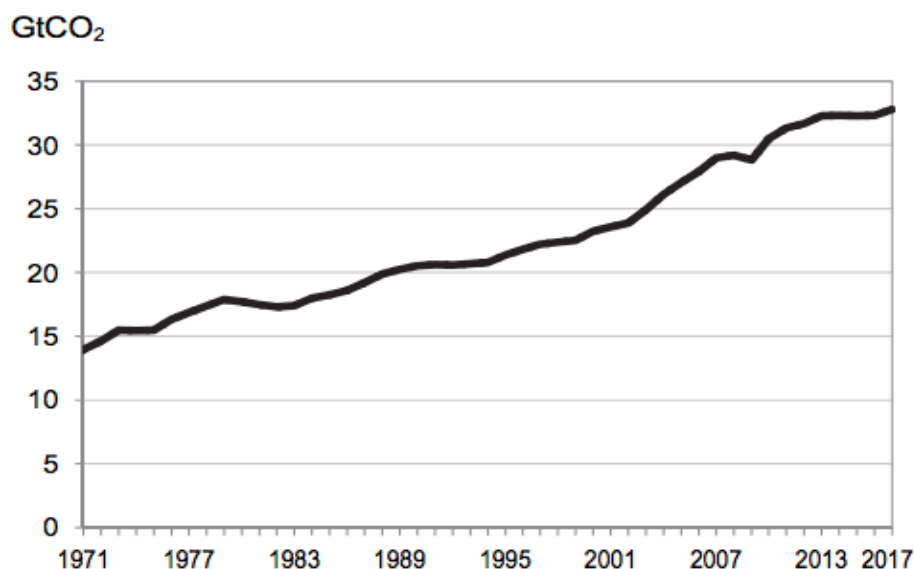


Figura 2.1-4 – Evolução Global de Emissões de CO₂ pela Queima de Combustíveis Fósseis

Extraído de: IEA, 2018a.

Entre 2000 e 2013 as emissões globais de CO₂ aumentaram em uma média anual de 2,6%, principalmente devido ao aumento de quase três vezes a quantidade de emissões da China ao longo desse período, o que verifica-se no gráfico da Figura 2.1-5 com o substancial incremento das emissões gerais no continente Asiático. Entretanto, as Américas e a Europa têm diminuído em linhas gerais suas emissões, demonstrando quedas de respectivamente 120 Mt.² CO₂ e 30Mt. CO₂ entre 2015 e 2016. Na Europa, as emissões diminuíram quase 12% desde 2000, sendo o Reino Unido, a França, a Itália, a Espanha e a Alemanha os países

² Mega toneladas, o que corresponde a milhões de toneladas.

que mais contribuíram para essa redução (IEA, 2018a).

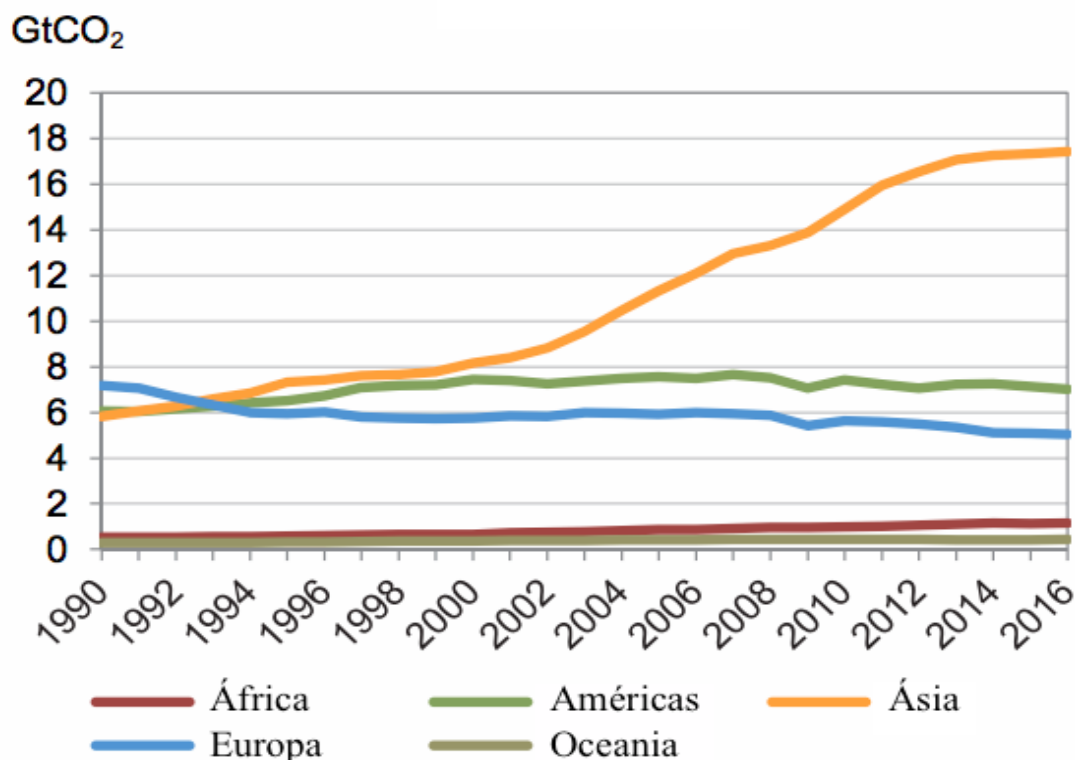


Figura 2.1-5 – Evolução das Emissões de CO₂ pela Queima de Combustíveis Fósseis por Continente

Fonte: IEA, 2018a.

Em 2016, as emissões resultantes do uso de derivados do petróleo (incluindo gás natural) para o setor dos transportes e para o de geração de energia e calor cresceram, respectivamente, 120 Mt. CO₂ e 170 Mt. CO₂, enquanto que as emissões pela queima de carvão diminuíram 270 Mt. CO₂. Entretanto, o carvão continua sendo a maior fonte fóssil de emissões mundiais, como pode-se verificar no gráfico da Figura 2.1-6, tendo representado 44% do total de emissões globais em 2016. O grande aumento das emissões por carvão entre 2000 e 2013 é influenciado principalmente pela China, e o pequeno aumento anual desde 2013 nas emissões por petróleo e gás natural é especialmente ligado à crescente demanda por petróleo para o transporte e GN para a geração de energia na Ásia e nas Américas (IEA, 2018a).

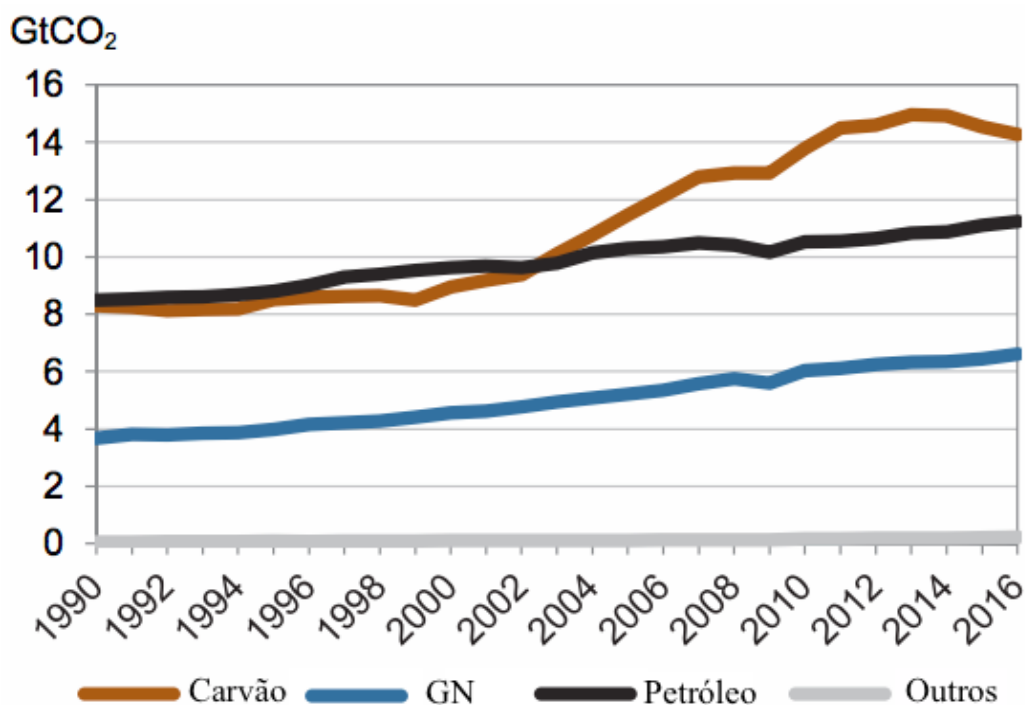


Figura 2.1-6 – Evolução das Emissões de CO₂ por Fonte de Energia

Fonte: IEA, 2018a.

O gráfico da Figura 2.1-7 apresenta as proporções de emissões por fonte de energia em cada continente em 2016, demonstrando que a Ásia é o que mais emite pela queima do carvão, e que na Europa as emissões associadas ao petróleo e ao gás natural têm as mesmas proporções, pouco maiores que as associadas ao carvão.

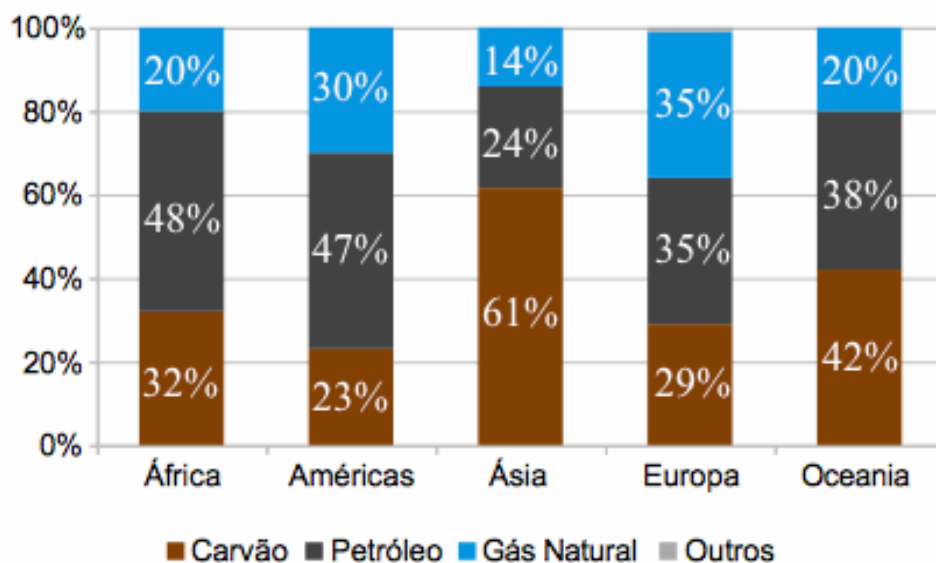


Figura 2.1-7 – Emissões por Fonte de Energia e Continente em 2016

Fonte: IEA, 2018a.

No âmbito da necessidade de redução de emissões de GEE vale ressaltar que, como citado anteriormente, o setor elétrico é responsável por grande parte das emissões associadas à combustão, e portanto as políticas voltadas à redução das emissões devem passar necessariamente pela redução no setor elétrico. Para tal, é importante que se invista nomeadamente na melhoria da eficiência energética e na penetração das energias renováveis na produção de eletricidade.

2.2. Panorama Geral Sobre a Evolução da Penetração das Energias Renováveis

Tendo em vista a preocupante problemática ambiental envolvida na geração de energia é possível em alternativa ao uso de fontes fósseis a utilização de fontes renováveis, definidas pela APREN como "recursos naturais capazes de se renovar em um curto espaço de tempo e de modo sustentável. O calor da Terra (Geotermia), biomassa, o movimento das marés e das ondas, o vento, o sol e a água são exemplos de fontes renováveis de energia" (APREN, 2018). Estas são consideradas fontes de energia limpa uma vez que não há combustão e liberação de GEE ao serem utilizadas na produção de eletricidade.

A utilização de fontes renováveis para a geração de energia elétrica não apenas evita emissões de GEE mas também diminui o preço da energia elétrica no mercado de eletricidade, contribuindo não só para uma maior sustentabilidade ambiental mas também para se alcançar soluções de maior eficiência econômica (APREN, 2018).

A REN (Redes Energéticas Nacionais) disponibiliza anualmente um relatório que apresenta um panorama geral das energias renováveis no mundo - *REN21 Renewables Global Status Report* – enfatizando a importância de sua utilização para o desenvolvimento global e combate às alterações climáticas. O (REN21, 2018) evidencia que em 2017 ocorreu o maior aumento anual de capacidade instalada em energias renováveis a nível mundial, subindo 9% em relação a 2016. Em 2017, aproximadamente 70% das novas instalações para geração de energia elétrica pelo mundo foram renováveis, devido principalmente às melhorias contínuas do custo-benefício das energias solar fotovoltaica e eólica. A fotovoltaica representou 55% das novas capacidades instaladas ao longo do ano, seguida por 29% de eólica e 11% de

hídrica. A capacidade mundial instalada de energia solar fotovoltaica ao longo do ano foi maior do que as de carvão, gás natural e nuclear juntas. Esse aumento do uso de energias renováveis no mundo deve-se a vários fatores, entre eles, a crescente demanda por energia em países em desenvolvimento e emergentes, a preocupação com a segurança energética e as preocupações com a saúde humana e o meio ambiente, nomeadamente as que decorrem das políticas e metas de reduções de emissões de GEE assumidas no âmbito dos acordos internacionais de combate às alterações climáticas.

O gráfico da Figura 2.2-1 a seguir representa o progresso da capacidade instalada em energias renováveis mundialmente no período entre 2007 e 2017, sendo que ao final de 2017 o total contabilizado de capacidade instalada foi de 2.195 Gigawatts.

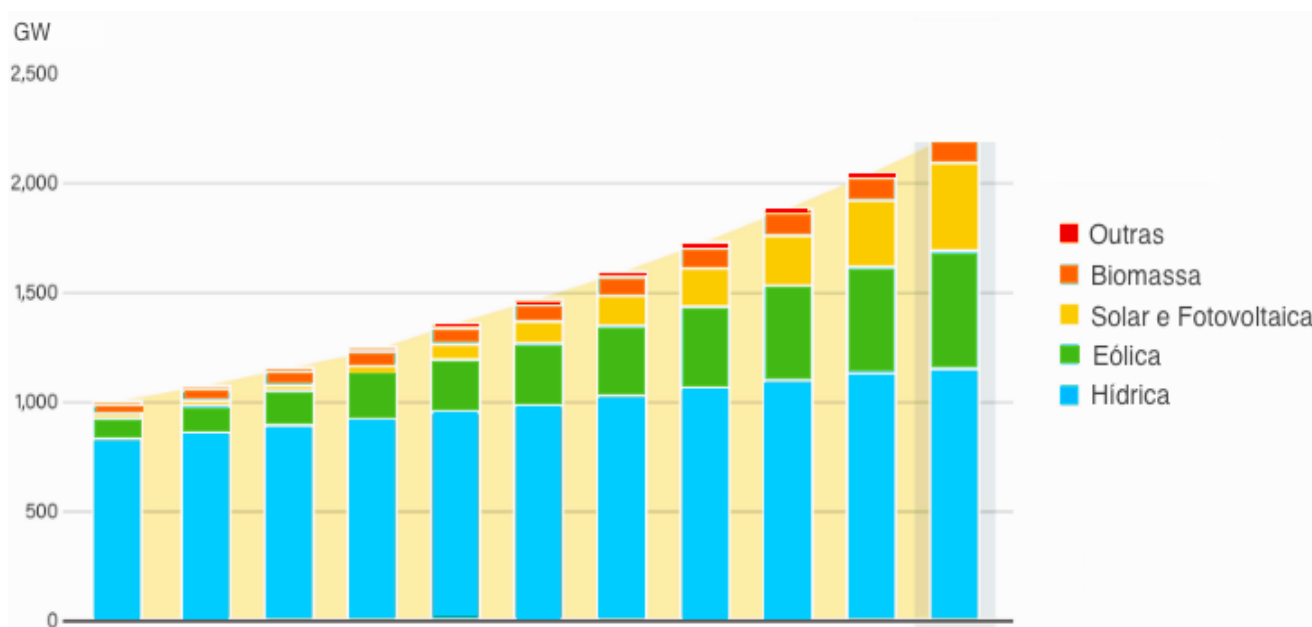


Figura 2.2-1 – Evolução da Capacidade Instalada Mundial em Energias Renováveis

Adaptado de: REN21, 2018.

A China é o país que mais desenvolve tecnologias para energias renováveis, além de ter grande parte da capacidade instalada a nível mundial. Em 2016, 32% dos investimentos em energia renovável foram realizados pela China, seguido por 25% da Europa, 19% dos Estados Unidos e 11% das Américas (desconsiderando Brasil e Estados Unidos). Brasil, Oriente Médio e África representaram apenas 3% do investimento mundial. Nos últimos anos houve um crescente número de países emergentes e em desenvolvimento que aderiram à produção de energias por fontes renováveis, incluindo Malawi e Zambia. Na União Europeia, a grande maioria (86%) das novas instalações para geração de energia elétrica foi

em tecnologias renováveis, principalmente eólica e solar fotovoltaica (REN21,2017).

A produção renovável de eletricidade pelos países da OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico) atingiu em 2017 os 2.731.800 GWh, representando um aumento de 5,1% em relação a 2016. Este valor corresponde a aproximadamente um quarto do total de geração elétrica, como pode-se conferir no gráfico da Figura 2.2-2, que demonstra as proporções de produção elétrica dos países membros da OCDE por fonte de energia, evidenciando também a grande relevância da hídrica dentro das renováveis, seguida pela eólica (IEA, 2018b).

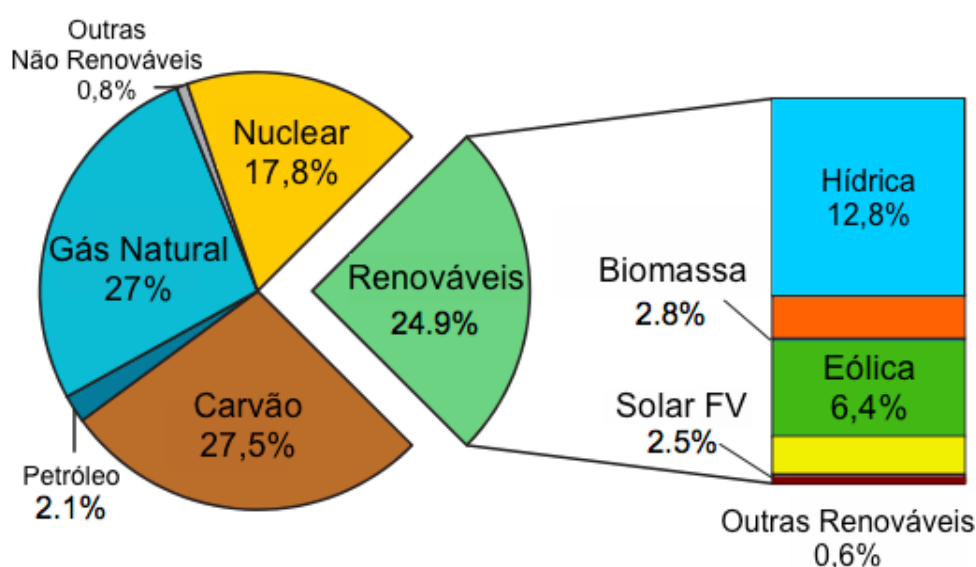


Gráfico 2.2-2 – Produção de Energia Elétrica pela OCDE em 2017

Fonte: IEA, 2018b.

O aumento médio anual do uso de energias renováveis para geração de energia pelos países da OCDE tem sido 2,7% desde 1990, quase duas vezes a taxa geral de produção de energia (1,3%), o que demonstra o forte crescimento e desenvolvimento das renováveis a nível mundial. A hidrelétrica, apesar de ser a fonte com maior parcela de produção renovável, apresenta a menor taxa média de crescimento anual no período entre 1990 e 2017, isto porque o limite de capacidade instalada dessa fonte de energia já foi atingido na maioria dos países da OCDE. Com o aumento da produção por outras fontes, a hídrica caiu de 89,4% em 1990 para 51,2% do total da produção renovável em 2017. O gráfico da Figura 2.2-3 apresenta a taxa média de crescimento de produção elétrica anual por fonte renovável nos países da OCDE, demonstrando o forte avanço da energia solar, apesar de ainda representar pouca

porcentagem do total das renováveis. A eólica cresceu de 0,3% em 1990 para 25,5% em 2017, o que corresponde a uma taxa de crescimento médio anual de 21,2%, a segunda maior (IEA, 2018b).

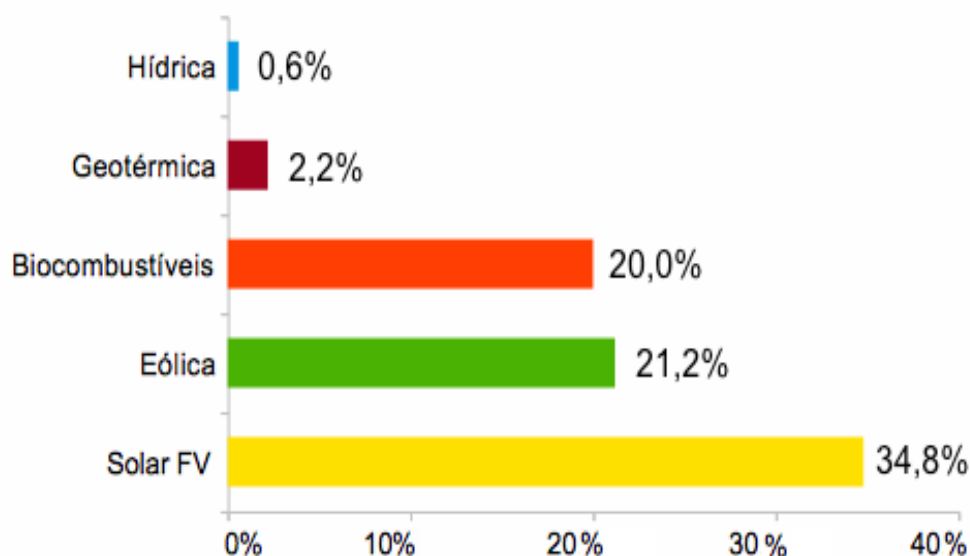


Figura 2.2-3 – Taxa Média de Crescimento Anual de Produção Elétrica em Países da OCDE entre 1990 e 2017

Fonte: IEA, 2018b.

A produção elétrica renovável nos países europeus da OCDE cresceu em uma média anual de 3,6% desde 1990, estando acima dos OCDE das Américas (2,1%) e da Ásia e Oceania (2,2%). O gráfico da Figura 2.2-4 mostra a evolução regional da contribuição da produção renovável na OCDE, onde se destaca a liderança europeia (IEA, 2018b).

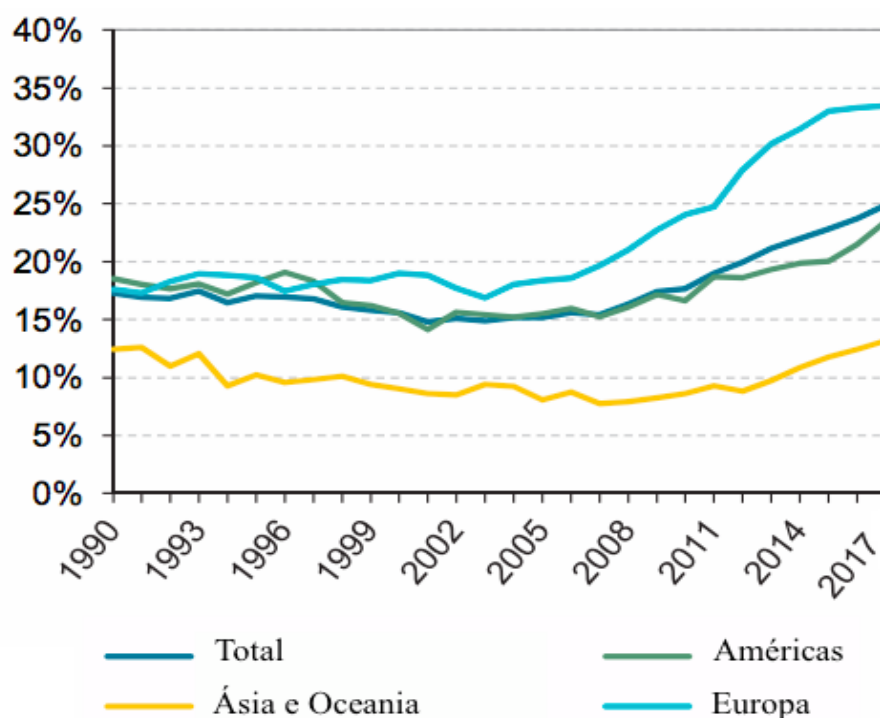


Figura 2.2-4 – Evolução Regional das Parcelas de Produção Renovável na OCDE

Fonte: IEA, 2018b.

Apesar de evidenciar uma tendência positiva, o ritmo a que a transição para as fontes de energia renováveis está ocorrendo não é suficiente para que sejam atingidas as metas estabelecidas nos acordos internacionais, que serão apresentadas no próximo capítulo. Em muitos países em desenvolvimento, principalmente pertencentes à África Subsaariana, o acesso à energia continua muito baixo, cerca de 1.06 bilhões de pessoas no mundo não tiveram acesso a eletricidade em 2016 (REN21, 2018). Apesar do incentivo e aumento notável da penetração das energias renováveis na produção energética, os combustíveis fósseis continuam representando a grande maioria do consumo final de energia a nível mundial, o que gera preocupação e aumenta ainda mais a responsabilidade e os desafios do setor energético frente a um desenvolvimento sustentável global.

3. Políticas Para a Redução de Emissões de GEE

Tendo em consideração todos os impactos ambientais resultantes das atividades humanas, políticas em prol do meio ambiente estão sendo cada vez mais desenvolvidas mundialmente, de forma a evitar, reduzir ou apenas mitigar os danos gerados. Relativamente às alterações climáticas, os países desenvolvidos e em desenvolvimento vêm estabelecendo metas para a diminuição das emissões de GEE e nesse sentido a utilização de fontes renováveis para geração de energia tem um papel fundamental.

É necessário que seja desenvolvida nacional e globalmente uma integração entre as políticas energética e ambiental para que ocorra um equilíbrio entre a produção de energia, a viabilidade técnico-econômica e a proteção ao meio ambiente. Em Portugal, a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) aponta como medidas favoráveis a essa integração a melhoria da eficiência energética³, principalmente a partir da redução do consumo; focar na

³ Utilização mais eficiente e consciente do consumo de energia.

inovação e desenvolvimento de novas tecnologias mais limpas e eficientes; aproveitar o potencial de utilização de fontes renováveis de energia e a introdução de tecnologias de baixo carbono de forma a diversificar as fontes energéticas baseadas na queima de combustíveis fósseis e promover a competitividade entre empresas e o crescimento econômico dos países. É também importante a sensibilização do público, posicionamento, informação e participação popular, promovendo assim uma maior conscientização e mudanças de hábitos diários da sociedade que contribuam para a redução do consumo de energia e, conseqüentemente, de emissões de GEE (DGEG, 2018).

3.1. **Panorama Mundial**

Quando se trata de políticas para redução de emissões de GEE, o Protocolo de Quioto (PQ) é a maior e mais antiga referência. O acordo internacional foi formalizado em dezembro de 1997 na cidade de Quioto, no Japão, na COP3 - Conferência das Partes da Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (UNFCCC – *United Nations Framework Convention on Climate Change*) e estabeleceu metas para reduções de emissões de GEE pelos países signatários, sendo que os países desenvolvidos tiveram maior peso nas responsabilidades de redução devido à sua maior atividade industrial e, conseqüentemente, maior nível de emissão. Apesar de ter sido discutido anteriormente, o acordo teve de fato início em fevereiro de 2005, sendo que as regras detalhadas para sua implementação foram estabelecidas na Conferência COP7 em Marrakesh, Marrocos, em 2001 (United Nations Climate Change, 2018).

O primeiro período de vigência do PQ funcionou entre 2005-2012 tendo cada país-membro ficado responsável pelas suas próprias medidas para o cumprimento dos compromissos assumidos. Simultaneamente, o Protocolo disponibilizou três mecanismos como forma de auxílio desse processo. O primeiro deles é um mecanismo de mercado, designado de comércio internacional de licenças de emissão de GEE⁴ (de forma simplificada “licenças de

⁴ Embora o Protocolo abranja vários GEE está definida uma unidade de medida (toneladas equivalentes de dióxido de carbono) que permite converter cada um desses gases numa unidade comum de acordo com o seu

emissão CO₂” ou “licenças de emissão de carbono”), em que cada direito ou licença de emissão de CO₂ (correspondente a uma tonelada de CO₂ - ton. CO₂) pode ser comercializada, ou seja, um país que emitiu menos do que o limite pode vender essas emissões a um país que emitiu mais do que seu limite estipulado. Esse instrumento de política climática pode ser estabelecido a nível nacional ou regional, sendo o CELE (Comércio Europeu de Licenças de Emissão⁵) o maior dos mercados em operação. O segundo mecanismo presente no Protocolo é o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – *Clean Development Mechanism* (CDM) – que permite que um país-membro comprometido com metas de redução aplique projetos de redução de emissões em países em desenvolvimento, resultando daí a obtenção de direitos de emissão (certificados verdes) que podem ser vendidos como Certificados de Emissões Reduzidas (CER)⁶ - equivalente a uma tonelada de CO₂, ou utilizados pelo país em causa para o cumprimento dos seus compromissos. Um exemplo de CDM seria um projeto de eletrificação em uma área rural aplicando painéis solares. O terceiro e último mecanismo é o de Implementação Conjunta – *Joint Implementation* (JI) - em que um país-membro pode adquirir uma Unidade de Redução de Emissão (ERU)⁷ - também equivalente a uma tonelada de CO₂, ao desenvolver um projeto de redução de emissões no próprio ou em outro estado-membro. Esse mecanismo, além de garantir maior flexibilidade a um país-membro para cumprimento das suas metas, estimula o investimento e a troca de desenvolvimento de tecnologias entre países (UNFCCC, 1998).

Os países que integram o Anexo I da UNFCCC, que são os países desenvolvidos e os países em transição para a economia de mercado⁸, assumiram o compromisso de reduzir as suas emissões totais de GEE no primeiro período de cumprimento do protocolo (2008-2012) em pelo menos 5% se comparado às emissões registradas em 1990 (UNFCCC, 1998). No âmbito

potencial de aquecimento global. Assim, de forma simplificada, habitualmente são referidas emissões de CO₂.

⁵ EU ETS – European Union Emission Trading Scheme.

⁶ *Certified Emission Reduction* (CER)

⁷ *Emission Reduction Unit* (ERU)

⁸ Países da Europa de Leste.

do acordo, a UE assumiu uma meta mais ambiciosa de redução das emissões totais dos seus Estados Membro (EM) em 8%, tendo Portugal, no seio da UE, ficado com os compromissos de não aumentar as suas emissões em mais de 27% das registadas em 1990. Até 2000, os países do Anexo I e os Estados Unidos foram responsáveis por grande parte das emissões globais de CO₂, porém, desde então, esses países vêm em geral reduzindo suas emissões enquanto que alguns países emergentes duplicaram as suas emissões no mesmo período. A quantidade global de emissões do setor energético aumentou entre 1990 e 2015 principalmente devido ao crescente consumo de energia por países que não constam no Anexo I (IEA,2018). Em 2017, o crescimento econômico global levou ao aumento de aproximadamente 2,1% da demanda por energia, mais que o dobro dos aumentos constatados nos últimos 5 anos (REN21, 2018).

A última conferência internacional que tratou de discutir os problemas globais resultantes das alterações climáticas ocorreu em Paris em 2015 - *Paris Agreement of the United Nations Framework Convention on Climate Change* – onde 190 países, que representam cerca de 97% das emissões globais, se reuniram e estabeleceram metas de aumento da utilização de energias renováveis a fim de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (Comissão Europeia, 2017). O Acordo de Paris tem como objetivo a longo prazo manter o aumento da temperatura média mundial abaixo de 2°C em relação aos níveis pré-industriais, a partir de 2020. Os países participantes da conferência apresentaram planos de ação nacionais para redução de suas emissões. Os diversos governos comprometeram-se a comunicar de cinco em cinco anos a atualização de seus contributos e estabelecer metas mais ambiciosas, tendo aceitado apresentar relatórios periódicos sobre o seu desempenho por forma a assegurar a transparência do processo. A União Europeia, juntamente com outros países desenvolvidos, comprometeu-se a fornecer financiamento aos países em desenvolvimento de forma a que estes possam implementar medidas que reduzam as suas emissões e atenuem os impactos das alterações climáticas (Conselho Europeu, 2018). Os grandes princípios orientadores das políticas energéticas dos países mais desenvolvidos são a segurança do abastecimento energético; a garantia de condições de qualidade e de preço, que são base da competitividade da economia; e a minimização dos impactos sobre o meio ambiente ao longo do processo de produção energética (Martins, J., 2004)

O gráfico da Figura 3.1-1 apresenta a evolução das emissões entre 1990 e 2016 dos países que mais emitem CO₂, excluindo China e Índia, e as metas de redução acordadas para 2020,

2025 e 2030 no âmbito do Acordo de Paris.

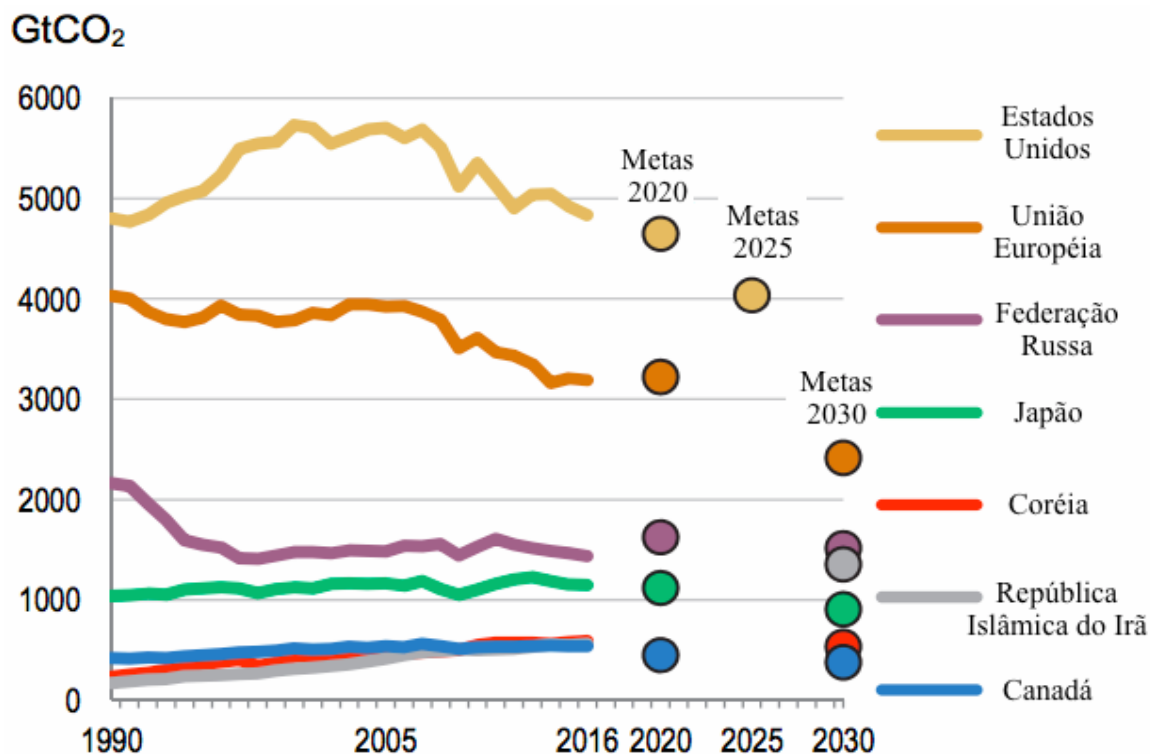


Figura 3.1-1 – Evolução das Emissões e Metas de Redução Assumidas pelos 10 Países que mais Emitem CO₂, excluindo China e Índia.

Fonte: IEA, 2018a.

O Acordo de Paris tornou-se lei internacional em 4 de novembro de 2016 com a reafirmação de que é necessário que os governos, as empresas e os cidadãos unam esforços para assegurar um ambiente sustentável a nível mundial para as gerações atuais e futuras (Comissão Europeia, 2017).

3.2. Europa

A União Europeia vem assumindo um papel de liderança global no que respeita aos compromissos assumidos para a redução das emissões de GEE no âmbito dos acordos internacionais. Além de regular as emissões e cumprir suas metas no âmbito do Protocolo de Quioto, foi a primeira grande zona económica a apresentar o seu compromisso climático no Acordo de Paris. Dentre as metas assumidas, está a redução de emissões em pelo menos 40% até 2030 com referência ao ano de 1990 (Comissão Europeia, 2017).

Como ficou referido antes, no contexto do Protocolo de Quioto, a UE desenvolveu um mecanismo de mercado designado Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) que constitui o maior e mais relevante⁹ mercado de carbono a nível mundial. O CELE tornou-se o principal instrumento nas políticas europeias de redução de emissões e tem como princípio de funcionamento o sistema de “*cap and trade*”, ou seja, é estabelecido um limite máximo (*cap*) de emissões de CO₂ que cada instalação ou empresa integrada no sistema pode emitir. No caso de a instalação ultrapassar ou ficar aquém desse limite, poderá transacionar (*trade*) ou comercializar Licenças de Emissões (LE)¹⁰ nos mercados de carbono, onde o ativo transacionado são precisamente as licenças de emissão¹¹. Se uma empresa tem emissões abaixo do *cap*, ela pode tanto manter esse crédito para necessidades futuras quanto vender as LE para outra empresa que esteja precisando por ter ultrapassado o *cap*. Cada empresa deve comprovar anualmente a regularidade de suas licenças, estando sujeitas a graves multas em caso de incumprimento do sistema (Comissão Europeia, 2017).

O CELE abrange cerca de 11.000 instalações de geração de energia e indústrias distribuídas por seus 31 Estados Membro (EM), sendo eles os 28 países da União Europeia, a Islândia, Liechtenstein e Noruega. O sistema está ligado aos mecanismos de Desenvolvimento Limpo. Cerca de 45% das emissões de gases com efeito estufa na UE são cobertas através desse sistema, que, como ficou referido antes, corresponde ao maior mercado de carbono do mundo, representando três quartos de todo o sistema de troca de carbono internacional (Freitas, Carlos J. P., 2016).

O regime CELE é dividido em quatro fases de atuação. A primeira delas, que ocorreu entre 2005 e 2007, é descrita por (Van den Bergh, et al., 2013) como um período experimental e de aprendizagem para a próxima fase, ocorrida entre 2008 e 2012 e coincidente com o período de cumprimento do Protocolo de Quioto. Ao longo das fases I e II, o regime funcionou com a atribuição gratuita de licenças de emissão¹², que consistem em uma

⁹ Quer pelo número de países envolvidos, quer pela quantidade de emissões que são transacionadas quer ainda pelo fato de ter natureza obrigatória, ao contrário de outros sistemas de adesão voluntária por parte das empresas (Freitas, Carlos J. P., 2016).

¹⁰ *European Union Allowances* (EUA).

¹¹ Cada licença de emissão corresponde a uma ton. CO₂.

¹² Um sistema de distribuição de licenças de emissão conhecido por “*grandfathering*”.

permissão para as instalações industriais¹³ emitirem uma determinada quantidade de toneladas de CO₂ (correspondente ao limite máximo – *cap*). Era também obrigatório para todas as instalações monitorar, verificar e comunicar as emissões advindas de suas atividades, podendo vender no mercado as licenças que não foram necessárias e sendo obrigadas a comprar LE no caso de ultrapassarem o limite máximo (APA, 2015). A terceira fase de atuação do CELE, que está a decorrer no período de 2013 a 2020, é caracterizada por uma considerável mudança: a atribuição das licenças de emissão no início de cada período (ano), correspondentes ao limite máximo de emissão, para o caso do setor de produção de energia elétrica, deixou de ser gratuita¹⁴, isto é, a partir dessa altura, as elétricas passaram a ter de pagar por todas as licenças de emissão e não apenas no caso de ultrapassarem o limite máximo estabelecido no sistema.

O valor de uma licença de emissão gera um valor para cada tonelada de carbono emitido e a partir de então um mercado de comercialização de carbono fica estabelecido. No caso de uma empresa emitir mais do que o limite (*cap*), ela pode comprar no mercado licenças que foram vendidas por uma empresa que emitiu menos do que o limite e, portanto, obteve crédito. A atribuição de um custo associado à poluição gerada por uma instalação acaba por funcionar como um instrumento de conscientização econômica para os responsáveis por essa poluição, que a partir de então necessitam contabilizar os custos associados às emissões para avaliar sua eficiência e viabilidade econômica (Van den Bergh, et al., 2013). Como ficou referido antes, o setor de produção de energia elétrica, o maior responsável pelas emissões de GEE, foi o primeiro obrigado a comprar todas as licenças de emissão que precisasse a partir de 2013, início da Fase III do CELE. Até então, as emissões provenientes da geração de energia que estivessem abaixo do *cap* representavam apenas um custo de oportunidade enquanto que as que ultrapassavam o *cap* representavam um custo real. A partir da Fase III, com a obrigatoriedade da compra de todas as LE, toda a emissão proveniente da geração de

¹³ As instalações e empresas integradas nos setores definidos na Diretiva 2003/87/CE têm obrigatoriedade na participação do CELE, e são os que dizem respeito às seguintes atividades: energia; produção e transformação de metais ferrosos; indústria mineral; e outras atividades (que incluem o fabrico de pasta de papel e papel e cartão).

¹⁴ Este sistema de distribuição de licenças de emissão é designado de “*auctioning*”.

energia elétrica passou a representar um custo real (Freitas, Carlos J. P., 2016). Na Fase III do CELE, além desta mudança, foi definido um *cap* geral para toda a UE - antes cada país tinha seu próprio limite estipulado (APA, 2015). A quarta fase de atuação, prevista para o período de 2021 a 2030, teve sua estrutura legislativa revisada no início de 2018 e ambiciona o cumprimento das metas de redução assumidas pela UE frente ao Acordo de Paris.

Até 2020, a União Européia tem o objetivo de reduzir as emissões em 20% em comparação com 1990, o que equivale a reduzir 14% em comparação com 2005. Os *caps* foram estipulados de forma que, ao cumprir o que foi estabelecido, haja em 2020 uma redução de 21% das emissões de CO₂ em relação a 2005 (Van den Bergh, Delarue & D'haeseleer, 2013). A Comissão Européia prevê que até 2030, mantendo a legislação e o funcionamento correto do CELE, a redução das emissões poderá ser de 43% em comparação com 2005, uma grande e ambiciosa contribuição para o Acordo de Paris (Comissão Européia, 2018).

Em relação ao Protocolo de Quioto, a CE afirma que a UE cumpriu e ultrapassou sua meta de redução¹⁵ para o primeiro período entre 2008 e 2012. A meta era de diminuir 8% das emissões em relação a 1990, tendo sido a redução realizada pelos 15 países membros até o final do primeiro período de aproximadamente 19% (Comissão Européia, 2018). A União Européia está no caminho certo para que também possa cumprir as metas assumidas para o período entre 2013 e 2020 (Comissão Européia, 2018).

O setor de produção de energia elétrica, o maior responsável pelas emissões de GEE, é também o setor com mais significado no âmbito do CELE. (Neuhoff et al., 2011) aponta que este setor representa aproximadamente 60% das emissões transacionadas no sistema. Compreende-se por isso que a UE tenha estabelecido metas bastante ambiciosas no que diz respeito ao aumento da produção de energias renováveis, como forma de, não só reduzir as emissões de GEE, mas também de reduzir o custo associado às LE na produção de eletricidade, contribuindo para que o setor elétrico, e todos os setores intensivos no consumo de eletricidade, mantenham a sua competitividade econômica (Fagiani, et al., 2014). O

¹⁵ Como ficou referido, a União Européia comprometeu-se a uma redução de 8% em relação a 1990 ao invés dos 5% assumidos pelo restante dos países do Anexo I.

gráfico da Figura 3.2-1 confronta os níveis de emissões de CO₂ para todos os setores de atividade integrados no CELE com o setor de combustão, que no essencial corresponde ao setor de produção elétrica, sendo evidente que a evolução das emissões totais no CELE acompanham de muito perto as específicas do setor elétrico, tendência que naturalmente resulta da grande relevância deste último. Vale ressaltar que no caso do setor elétrico são consideradas as instalações produtoras de eletricidade com potência superior a 20MW, que estão vinculadas ao CELE.

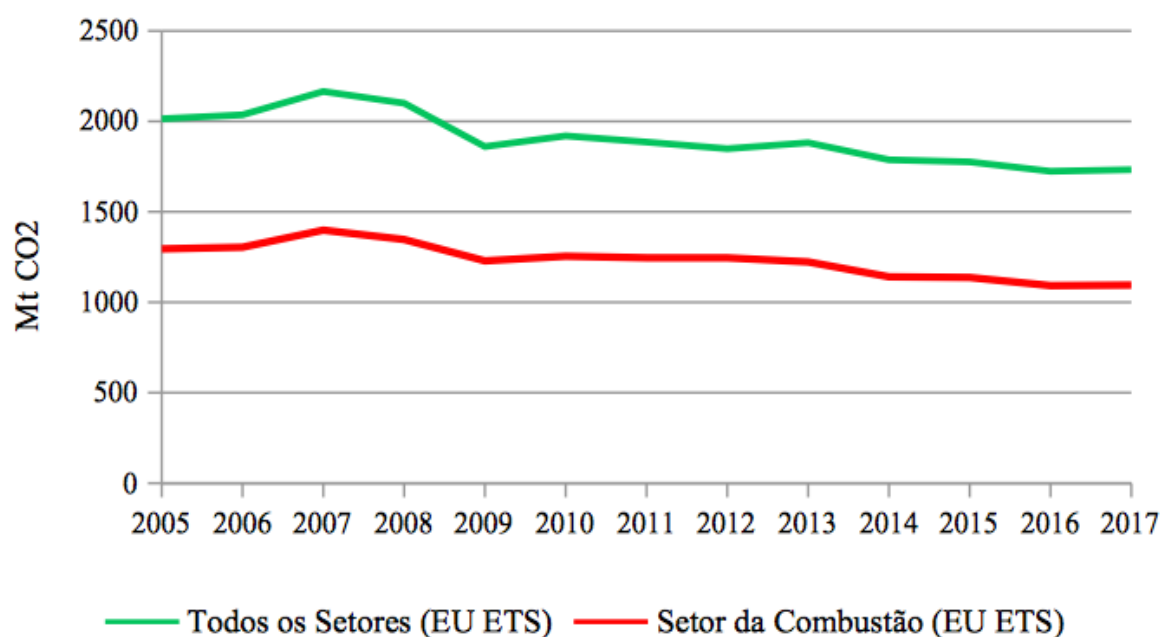


Figura 3.2-1 – CELE - Níveis de Emissões Verificadas para Todos os Países

Fonte: Carbon Market Data, 2018.

O mercado de eletricidade, o CELE e o desenvolvimento de energias renováveis estão interligados de diversas formas. As emissões provenientes do mercado de eletricidade estão sujeitas a um *cap* imposto pelo CELE e assim é estipulado um preço para a emissão de CO₂, devidamente representado no mercado de carbono através das Licenças de Emissão. O aumento da produção de energias renováveis diminui as emissões necessárias para suprir as demandas de eletricidade, o que reduz a procura por licenças de emissão e acaba por diminuir também o preço das mesmas. Consequentemente, ocorre uma queda no preço da eletricidade (Van den Bergh, Delarue & D'haeseleer, 2013).

O preço do CO₂ no mercado de carbono é condicionado por vários fatores e varia

constantemente. O gráfico da Figura 3.2-2 apresenta a evolução diária do preço da tonelada de CO₂ entre 2005 e 2017. Ao longo da Fase I do CELE (2005-2007), por ser uma fase ainda de construção do mercado, nota-se que o preço variou de forma atípica, sobretudo por ter sido afetado por decisões políticas. O preço a que se iniciaram as transações, cerca de 16€/ton. CO₂, subiu muito no primeiro ano de funcionamento, chegando a atingir um máximo histórico de quase 30€ em abril de 2006. Ao longo dos anos 2006 e 2007 o preço caiu substancialmente, atingindo cerca de 6€/ton. CO₂, praticamente 80% abaixo do pico atingido em abril. Esse colapso ocorreu, com o preço do CO₂ a aproximar-se de zero, dentre outros fatores, devido ao excesso de licenças de emissão¹⁶ distribuídas no primeiro ano de funcionamento do sistema, além do anúncio de que a transposição das licenças da Fase I para a Fase II seria proibida (Freitas, Carlos J. P., 2016). Em 2008 a subida do preço resultou dos ajustes efetuados nos níveis de *cap*, passando estes a ficarem mais próximos aos níveis de emissões reais.

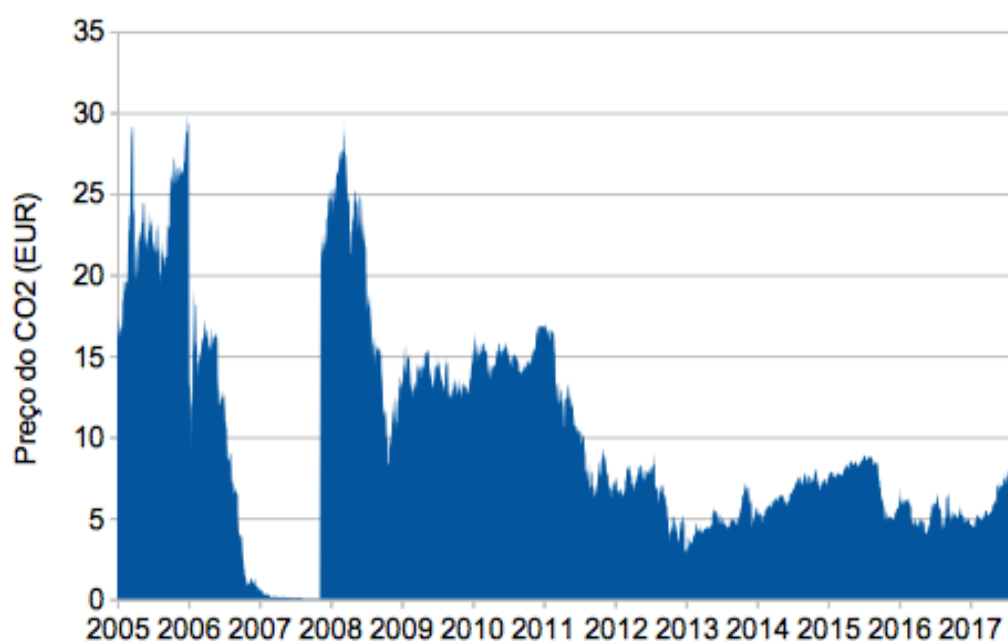


Figura 3.2-2 – Evolução do Preço do CO₂

Fonte: ECX - European Climate Exchange / ICE - Intercontinental Exchange Futures

¹⁶ Os *caps* definidos situaram-se bastante acima dos níveis de emissão verificados e como consequência ocorreu um excesso de oferta de LE, o que levou à queda do preço.

Entre 2008 e 2013 verificou-se como consequência da crise financeira internacional e da crise das dívidas soberanas na Europa uma redução do consumo e do correspondente nível de atividade econômica, o que resultou numa queda substancial no nível de emissões e, como consequência, os *caps* estabelecidos no contexto de crescimento econômico revelaram-se bastante superiores às necessidades reais de produção, o que levou à queda do preço do CO₂ de 28€/ton. CO₂ em meados de 2008 para menos de 5€/ton. CO₂ em meados de 2013 (Koch, et al., 2014). Esse declínio também pode ser associado a fatores endógenos às políticas de redução de emissões, nomeadamente os investimentos em eficiência energética e o aumento da penetração das energias renováveis que contribuem para uma redução da procura de licenças de emissão por parte do setor de produção elétrica. A recente tendência para a subida do preço do CO₂ resultou essencialmente da retoma da atividade econômica e do ajustamento aos níveis de *cap* introduzidos como resposta ao excesso de licenças de emissão observado durante os períodos de crise econômica.

3.3. Portugal

Como membro da União Europeia, Portugal fica vinculado às metas assumidas pela UE no âmbito dos acordos internacionais e está obrigado a fornecer anualmente um inventário informativo atualizado com as quantidades de suas emissões e reduções de GEE. A Agência Portuguesa do Ambiente (APA) é a entidade nacional responsável pela coordenação e atualização do Inventário Nacional de Emissões Atmosféricas (APA, 2018). No âmbito do Protocolo de Quioto, segundo o Acordo de Partilha de Responsabilidade assumido entre os estados membros da UE, Portugal estabeleceu como meta para o período entre 2008-2012 não ultrapassar em mais de 27% as emissões registradas em 1990 (Freitas, Carlos J. P., 2016).

Tendo em vista a necessidade de cumprimento do Protocolo de Quioto, a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) adotou em 2006 o Programa Nacional para as Alterações Climáticas (PNAC 2006) que estabeleceu um conjunto de políticas voltadas para as reduções de emissões. O Fundo Português de Carbono (FPC) foi também criado no mesmo ano a fim de disponibilizar financiamento ou cofinanciamento para a aplicação dessas políticas, de forma a apoiar uma transição para uma economia resiliente, competitiva e de baixo carbono (DGEG, 2018).

Outro instrumento nacional desenvolvido no âmbito das metas de reduções de emissões é o Programa Nacional para as Alterações Climáticas 2020/2030 (PNAC 2020/2030), que tem como meta a ser alcançada a redução de 18% a 23% das emissões de GEE em 2020 e de 30% a 40% em 2030, em comparação com 2005, de forma a atender aos compromissos assumidos por Portugal frente aos objetivos europeus e ao Acordo de Paris (DGEG, 2018). O programa tem também como objetivo viabilizar a transição do país para uma economia de baixo carbono, que gere mais riqueza e emprego para a população.

Um sistema de implementação necessário à análise da evolução de Portugal no que diz respeito à política climática do país é o Sistema Nacional para Políticas e Medidas (SPeM), que ordena a monitorização do cumprimento das metas nacionais e setoriais, de forma a identificar políticas e medidas de mitigação relevantes desenvolvidas por cada setor. Segundo a (DGEG, 2018), o SPeM define as responsabilidades de cada setor integrante relativamente à aplicação, monitorização, reporte e avaliação das medidas elaboradas e seus resultados, sobretudo no que diz respeito aos seus custo-benefício e custo-eficácia. Dessa forma, pretende-se garantir a evolução do planeamento nacional frente às metas de reduções de emissões assumidas pelo país.

Outra das entidades que assume especial relevância na promoção de uma economia mais sustentável, especialmente no que diz respeito ao setor energético, é a ADENE – Agência para a Energia. Esta entidade é uma associação de direito privado sem fins lucrativos e de utilidade pública que exerce, entre outras, atividades de apoio na identificação e viabilização de medidas e projetos com fins de eficiência energética a partir do Programa de Promoção de Eficiência Energética na Administração Pública (Programa Aco.AP). “A ADENE ambiciona ser o centro de excelência da transição energética, mobilizador de cidadãos e instituições, tendo em vista uma economia mais competitiva, sustentável e de baixo carbono” (ADENE, 2018).

Portugal integrou o CELE desde o seu início em 2005 e desde essa altura este mecanismo

passou a condicionar a atividade de vários setores nacionais. O setor de produção elétrica¹⁷ teve especial impacto na sua atividade uma vez que precisou incorporar na sua estrutura de custos o preço associado às emissões de CO₂ a partir de 2013, como ficou explicado anteriormente. O gráfico da Figura 3.3-1 apresenta as emissões gerais de todos os setores do CELE em Portugal e as específicas do setor da combustão e, assim como o Gráfico 3.2-1, evidencia a grande relevância das emissões do setor da combustão em relação às gerais.

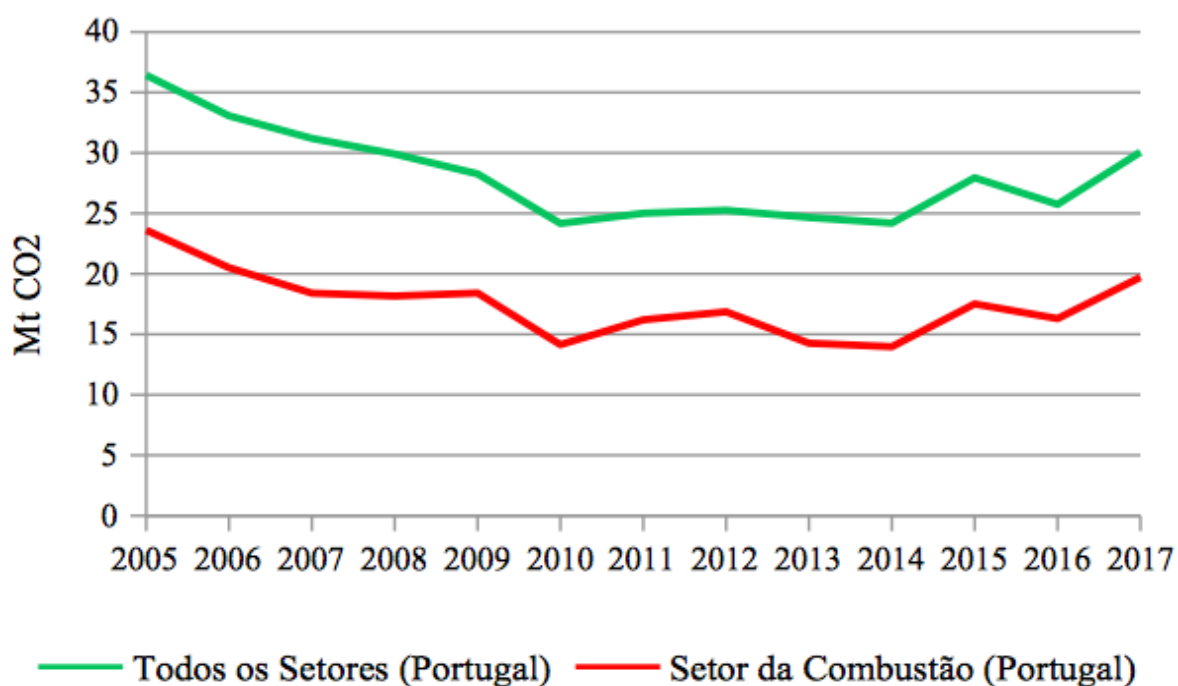


Figura 3.3-1 – CELE - Níveis de Emissões Verificadas para Portugal

Fonte: Carbon Market Data, 2018.

¹⁷ As instalações de produção elétrica sujeitas ao CELE correspondem às instalações com capacidade instalada superiores a 20MW.

4. Sistema de Produção Elétrico Nacional

A matriz energética portuguesa diversificou-se nas últimas décadas, sendo que, especialmente na última, ocorreu um aumento significativo da utilização de energias renováveis, juntamente com uma redução do consumo de energia e queda dos preços dos combustíveis. Consequentemente, ocorreu uma diminuição das importações de energia, seguida da redução de 11% da intensidade energética¹⁸ entre 2005 e 2015 e de 27% das emissões de GEE entre 2005 e 2014 (EDP, 2018).

O gráfico da Figura 4-1 apresenta a evolução da produção elétrica em Portugal continental e sua relação com o consumo total de energia do país. Verifica-se que em 2016 houve um

¹⁸ Indicador económico que consiste na razão entre o consumo de energia e o Produto Interno Bruto (PIB) de um país. Em linhas gerais, o crescimento económico vem acompanhado de um maior consumo de energia, o que acaba por gerar mais impactos ao meio ambiente. A redução da intensidade energética é, portanto, positiva económica e ambientalmente, uma vez que representa uma estabilidade ou diminuição do consumo de energia aliada a um crescimento económico (REA, 2018).

significativo aumento na produção total de energia, que pela primeira vez ultrapassou a quantidade de consumo.

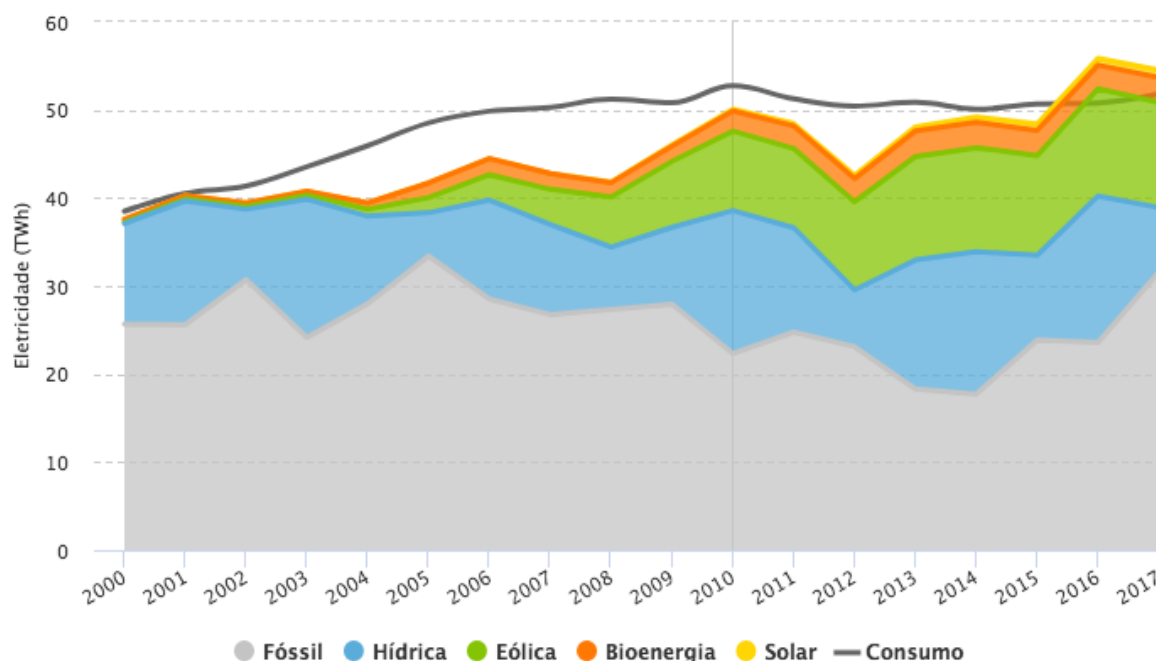


Figura 4-1 – Evolução da Produção Elétrica e Consumo de Energia em Portugal

Extraído de: APREN, 2018

O consumo de energia elétrica apresentou um grande aumento entre 2000 e 2010 devido principalmente ao crescimento econômico populacional do país. Como pode verificar-se, se excetuarmos os últimos dois a três anos, correspondentes a um período de aceleração econômica, apesar de a demanda por energia ter aumentado, a produção fóssil apresentou em linhas gerais uma diminuição devido à relevante penetração de produção renovável, especialmente hídrica e eólica.

No que diz respeito à potência instalada dos centros eletroprodutores de Portugal, o gráfico da Figura 4-2 demonstra o forte aumento das energias renováveis, com destaque para a eólica. A potência fóssil apresentou um aumento em 2009 devido à entrada em funcionamento da central termelétrica de Lares, que apresenta 826MW de potência instalada, seguido por outro aumento em 2010 pela entrada em funcionamento da central termelétrica

de Pego C.C.¹⁹ com 837MW de potência instalada. A redução na potência fóssil em 2012 é resultado da desativação da central termelétrica de Setúbal, que operava com 946MW de potência instalada desde 1979.

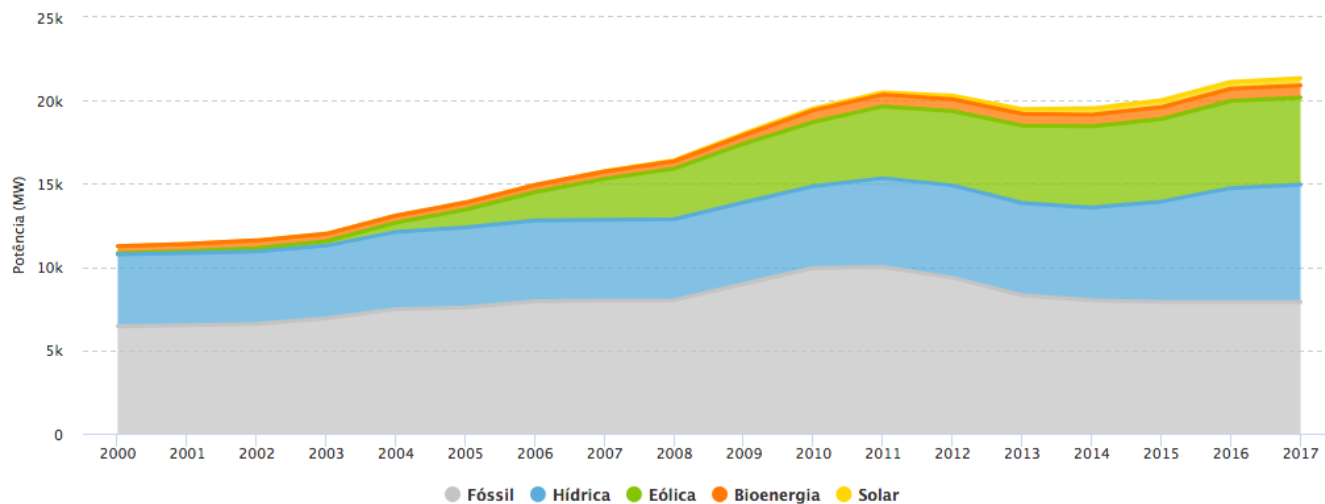


Figura 4-2 – Evolução da Potência Instalada nos Centros Eletroprodutores em Portugal Continental

Extraído de: APREN, 2018.

O gráfico da Figura 4-3 apresenta o mix de produção elétrica de Portugal em 2017.

¹⁹ Ciclo Combinado.

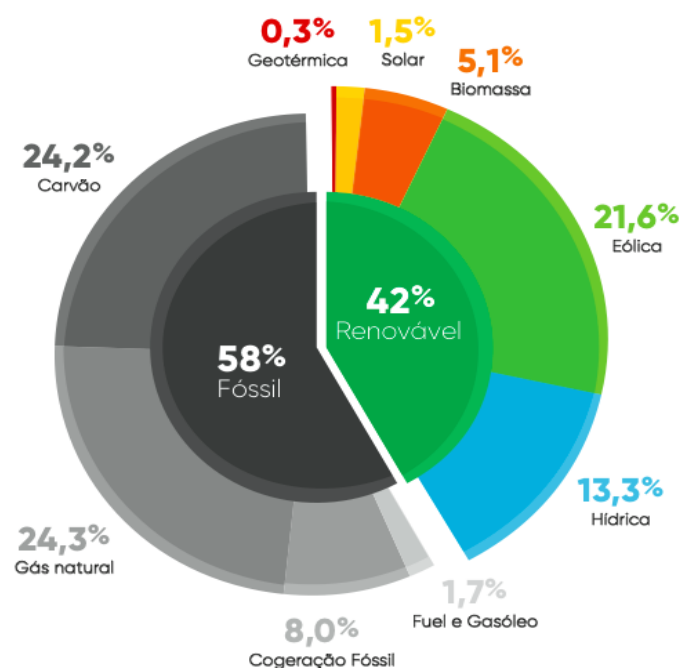


Figura 4-3 – Mix de Produção Elétrica de Portugal em 2017

Extraído de: APREN, 2017.

De acordo com os dados apresentados pela (APREN, 2017), as centrais produtoras de energia renovável geraram 23.500 GWh em 2017, quantidade que representa 42% da produção elétrica total de Portugal ao longo do ano. Os restantes 58% foram provenientes de fontes fósseis, totalizando 32.700 GWh. No gráfico da Figura 4-3 nota-se que a energia eólica tem grande relevância na produção renovável do país, aproximando-se da quantidade produzida por carvão ou por gás natural.

4.1. Produção de Energia Elétrica a partir de Fontes Térmicas não Renováveis

De acordo com a DGEG, Portugal apresenta uma forte escassez de recursos energéticos fósseis endógenos, nomeadamente petróleo, carvão e gás natural, o que gera uma alta dependência de importações dessas fontes primárias de energia. Apesar da utilização de fontes renováveis de energia ser de extrema importância e ter demonstrado crescimento nos últimos anos, os níveis de produção são insuficientes para suprir toda a demanda nacional de energia, sobretudo devido à dependência de fatores exógenos variáveis e não totalmente previsíveis, como a velocidade dos ventos e fluxo das águas. A obtenção energética a partir

de fontes primárias fósseis torna-se, portanto, necessária para garantir que a demanda de energia seja atendida.

Como representado no gráfico da Figura 4.1-1, a taxa de dependência energética do país em relação a fontes primárias tem apresentado uma tendência de diminuição desde 1995. O gráfico da Figura 4.1-2 relaciona a evolução da taxa de dependência energética do país com a quota de renováveis na produção elétrica, deixando nítido que quanto maior é a produção renovável, menos o país depende de importações de combustíveis, e, conseqüentemente, reduz as suas emissões.



Figura 4.1-1 - Evolução da Dependência Energética de Portugal (%)

Extraído de: DGEG, 2016.

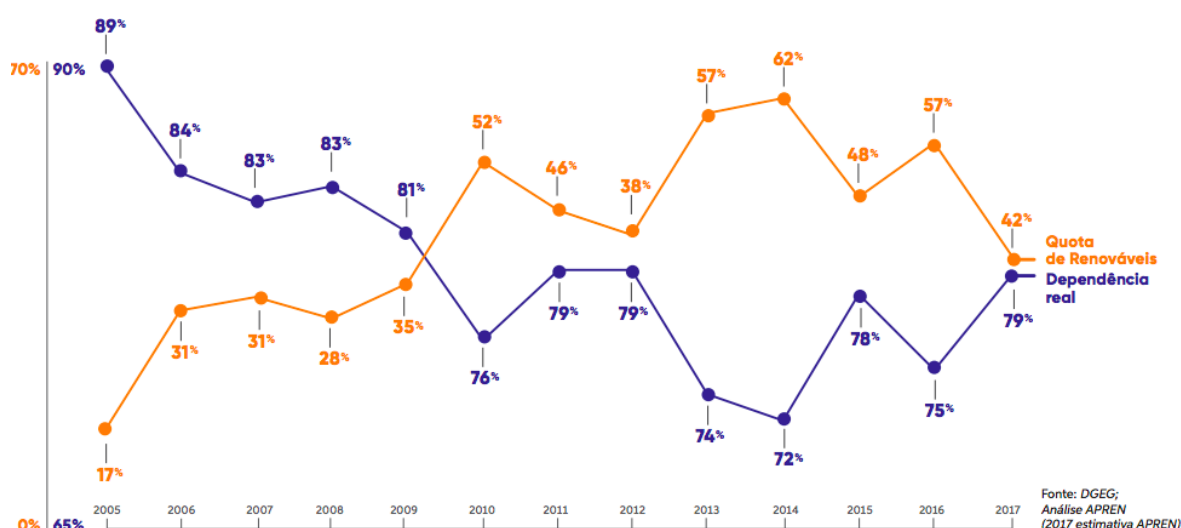


Figura 4.1-2 - Evolução da Dependência Energética e da Quota de Renováveis na Produção Elétrica

Extraído de: APREN, 2017.

Em 2016, pela primeira vez, Portugal apresentou um saldo exportador positivo, isto é, exportou mais energia do que teve de importar. O gráfico da Figura 4.1-3 apresenta a evolução dos saldos de exportação e importação de energia elétrica em Portugal, evidenciando a tendência de aumento de exportações nos últimos anos (REN, 2017).

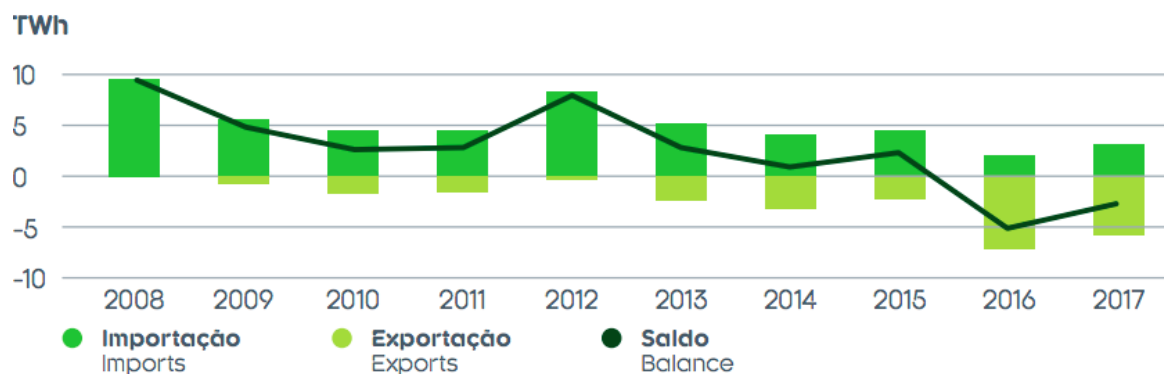


Figura 4.1-3 – Saldos de exportação e importação energética em Portugal

Extraído de: REN, 2017.

O carvão é definido por (Faria, F., 2013) como um combustível sólido constituído basicamente por hidrocarbonetos e gerado a partir de transformações químicas e físicas de longa duração de resíduos vegetais. A forma mais comum de geração de energia a partir do carvão é sua queima direta, que é a maior responsável por emissões de GEE, mas há também métodos mais limpos: a gaseificação do carvão, utilizado em centrais de ciclo combinado, e a liquefação, que tem como produto combustíveis líquidos sintéticos.

Portugal conta atualmente com duas centrais termoelétricas a carvão ativas, uma em Sines, na região sul do país, e outra em Pego, freguesia próxima a Abrantes, em uma região central do país localizada na margem do rio Tejo. Ambas as centrais foram construídas devido à crescente demanda por energia elétrica e necessidade de redução da dependência do petróleo, sendo a de Sines mais antiga, com entrada em serviço em 1985, e a de Pego em 1993. A central termelétrica de Sines é a que possui maior potência instalada no país, sendo a maior produtora nacional de eletricidade e também a que mais emite gases de efeito estufa (REN,

2012). (Suspiro A., 2017) afirma que durante a COP 23²⁰ o governo português comprometeu-se a fechar as centrais termoelétricas de Pego e Sines até 2030, a fim de acabar com o uso do carvão como fonte de produção elétrica no país e, consequentemente, reduzir as emissões de CO₂.

(Faria, F., 2013) afirma que o gás natural é um combustível constituído essencialmente por metano e, diferentemente do carvão, não produz nem poeiras nem fuligens como resultado de sua combustão, sendo o combustível fóssil que gera a energia não renovável mais limpa que existe (ERSE, 2018). A partir de sua queima são liberados essencialmente vapor de água e dióxido de carbono (CO₂) em quantidades inferiores ao que é emitido pela queima do petróleo ou do carvão. Além dessas vantagens, o transporte do gás natural é realizado através de gasodutos subterrâneos, portanto isento de impactos paisagísticos ou de tráfego rodoviário. Em Portugal não há jazidas de gás natural, esta fonte de energia é importada principalmente da Argélia e da Nigéria (ERSE, 2018).

As centrais termoelétricas a gás natural podem funcionar a Ciclo Combinado (C.C.), ou seja, ao mesmo tempo em que a energia resultante da combustão do gás natural é utilizada para mover uma turbina (energia mecânica) e transformada em energia elétrica; os gases a alta temperatura liberados pela combustão são aproveitados em uma caldeira de recuperação de calor, onde são obtidos vapores que irão movimentar outras turbinas e gerar mais energia. Esse método permite, portanto, maior rendimento, eficiência energética e sustentabilidade do que no caso de uma central a gás natural funcionar em ciclo aberto, onde as emissões são lançadas diretamente na atmosfera sem aproveitamento do calor contido nas mesmas (Breanhas, M., Machado, R. & Dinis, M., 2008).

Atualmente Portugal conta com quatro centrais de produção elétrica a gás natural em funcionamento: Tapada do Outeiro, Ribatejo, Lares e Pego C.C., todas a produzir em ciclo combinado. A central termelétrica de Ribatejo apresenta a maior potência instalada (1.176 MW), próxima da potência instalada da central a carvão de Sines (1.180 MW) (REN, 2012).

²⁰ Conferência das Partes na Convenção Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (CQNUAC) ocorrida em 2017 na cidade de Bona, Alemanha.

De acordo com a (REN, 2017), foi registrado em 2017 o maior consumo de gás natural da história de Portugal, com 69.700 GWh, valor 21% maior do que o máximo antes registrado, em 2010. Dessa quantidade total, aproximadamente 40% foi utilizado no mercado elétrico, demonstrando a grande relevância desse combustível no sistema de produção elétrica português.

O fuelóleo é um combustível não mais utilizado em Portugal, desde o encerramento da central termelétrica de Setúbal em 2012. Consiste em um combustível líquido viscoso derivado do petróleo, que, assim como a gasolina, o gasóleo e os óleos lubrificantes, é obtido a partir da separação por destilação fracionada do petróleo. Durante muitos anos as centrais a fuelóleo foram indispensáveis para suprir a demanda energética em Portugal, sendo que todo o fuelóleo para a produção de energia elétrica era importado (Faria, F., 2013).

As centrais de Carregado, Barreiro e Setúbal funcionaram a fuelóleo, sendo que a do Barreiro foi a primeira a ser desativada, em 2009. Era uma central de cogeração de baixo rendimento elétrico utilizada principalmente para a produção de energia térmica (INETI, 2003). A central de Carregado, a mais antiga, foi encerrada em 2010, e de acordo com (Prado, M., 2010) a produção da central era muito reduzida, a queima de fuel era de baixa eficiência, e o encerramento da central seria compensado pelo crescimento da eólica e hídrica. Segundo (Matos, H., 2015) a termoelétrica de Setúbal foi a última a fuelóleo a entrar em atividade, era a de maior potência instalada e foi também a última a ser desativada, em 2012, devido à transição da produção de energia elétrica para sistemas mais eficientes e descarbonizados. A central de Tunes, que também funcionava a gasóleo, apresentou um nível extremamente baixo de utilização uma vez que fornecia energia apenas em casos considerados de emergência pela EDP (Martins, J., 2004).

4.2. Produção de Energia Elétrica a partir de Fontes Renováveis

De acordo com (DGEG, 2016), em um panorama mundial, Portugal está avançado em relação ao uso de renováveis. O gráfico da Figura 4.2-1 abaixo apresenta os países com maior penetração de energia eólica e solar nos sistemas elétricos em 2017. Como se pode verificar, Portugal ficou na quarta posição referente à energia eólica, o que demonstra o relevante potencial do país.

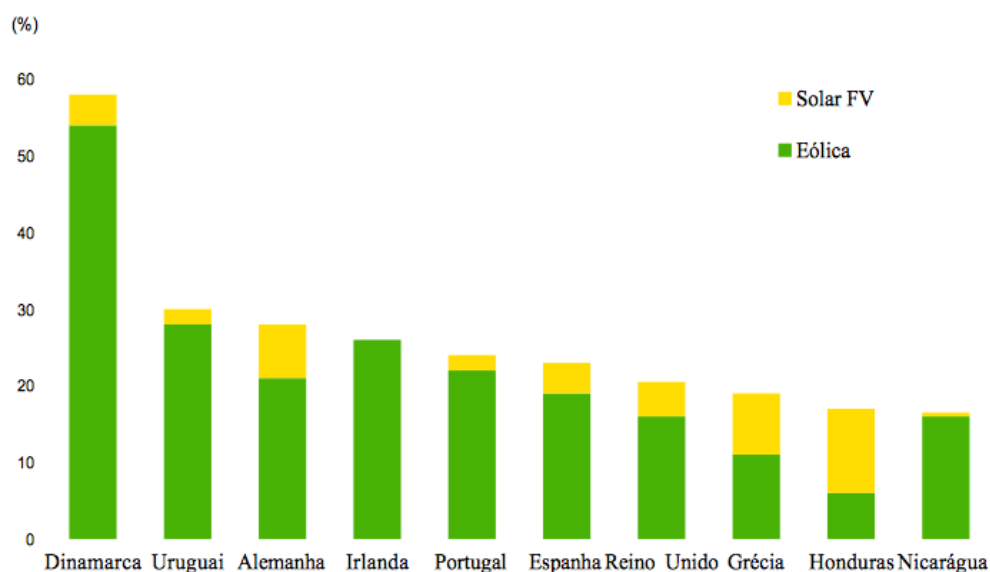


Figura 4.2-1 – Penetração de Renováveis para Geração de Energia - Top 10 Países, 2017

Fonte: REN21, 2018.

O gráfico da Figura 4.2-2, disponibilizado pela Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN, 2017), apresenta a evolução da potência instalada renovável do parque eletroprodutor português.

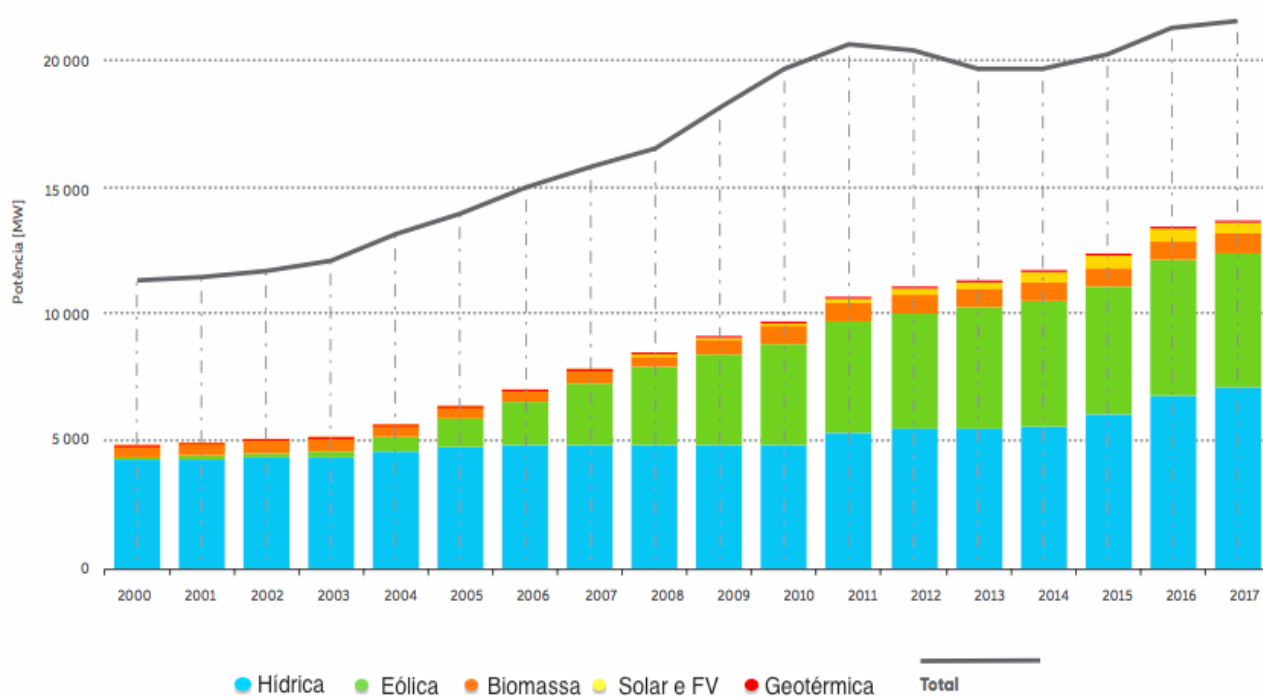


Gráfico 4.2-2: Evolução da Potência Instalada Renovável do Parque Eletroprodutor Português

Fonte: APREN, 2017.

Nota-se que a potência instalada para produção de energia a partir de fontes renováveis em Portugal teve um aumento de aproximadamente 10.000 MWh entre 2000 e 2017, apresentando um crescimento médio anual de cerca de 8% (REN, 2017). Entre 2004 e 2011 algumas centrais eólicas entraram em operação, tendo tido um papel relevante neste crescimento da potência instalada de energia renovável ao longo desses anos.

A utilização de energia hídrica tem grande representatividade no *mix* energético nacional. Contudo, a produção está muito dependente do índice de hidraulicidade que define a capacidade de geração de energia. Em anos mais secos, que apresentam baixo índice de hidraulicidade, as emissões por queima de combustíveis fósseis aumentam consequentemente, pois há maior necessidade de produção de energia por fontes fósseis para garantir o abastecimento energético do país.

A penetração de energias renováveis no *mix* energético tem como grande vantagem a redução das emissões de CO₂ resultantes da produção elétrica. Os gráficos das Figuras 4.2-3 e 4.2-4 apresentam, respectivamente, a evolução das emissões de CO₂ e da produção renovável em Portugal, sendo possível perceber como estes parâmetros são inversamente proporcionais.



Figura 4.2-3— Emissões Específicas do Setor Elétrico de Portugal Continental

Fonte: REN21, 2018.

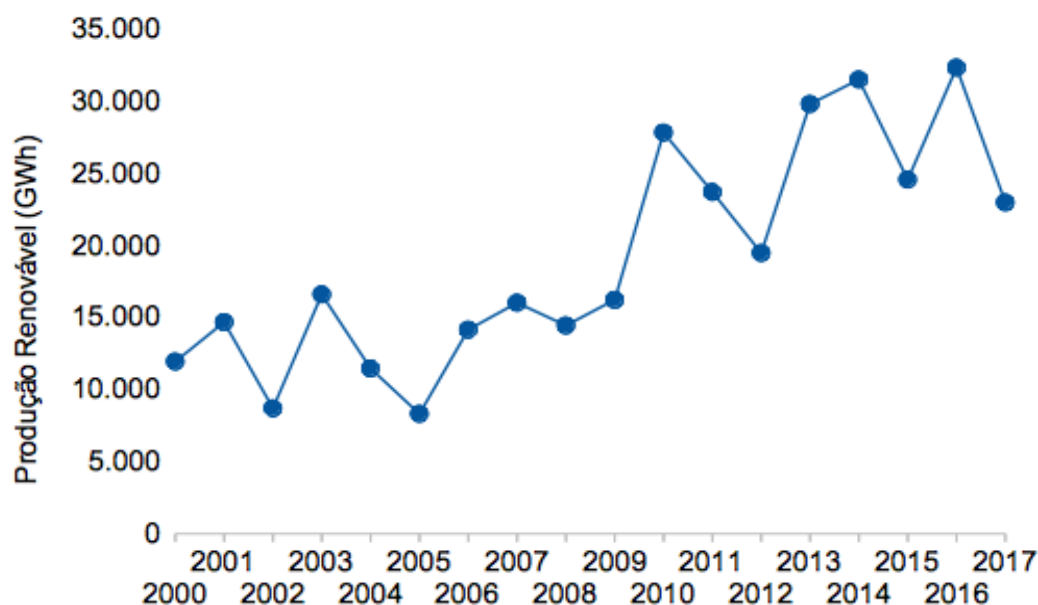


Figura 4.2-4– Evolução da Produção de Energia Renovável em Portugal Continental

Fonte: APREN, 2018.

Além do impacto positivo na redução de emissões, a (APREN, 2017) também reconhece como vantagens económicas da utilização das renováveis a redução da dependência energética externa, devido à redução da necessidade de importação de combustíveis fósseis, a queda do preço da eletricidade²¹, o aumento das exportações desses equipamentos (já que temos produção nacional de tecnologias solar fotovoltaica, eólica e indústria eletromecânica) e ainda o desenvolvimento regional e a descentralização, tendo em consideração que muitos projetos se encontram em zonas menos favorecidas socioeconomicamente.

²¹ O custo marginal de produção das renováveis é inferior ao da produção fóssil, sendo este fator que determina a curto prazo o preço da eletricidade.

5. Avaliação das Poupanças nas Emissões de CO₂ Geradas pelas Energias Renováveis no Sistema Elétrico Nacional

Tendo em vista todo o contexto descrito anteriormente, o presente trabalho tem como objetivo analisar os dados históricos de produção elétrica em Portugal de forma a quantificar as poupanças em emissões de CO₂ devido à utilização de fontes renováveis de energia, além de apresentar o cálculo do valor financeiro equivalente às toneladas de CO₂ que deixaram de ser emitidas, de acordo com os preços variáveis no mercado de carbono ao longo dos anos. A partir dos resultados, pretende-se reafirmar a importância das energias renováveis, tanto ambiental quanto economicamente.

A análise desenvolve-se no período 2005-2017, correspondendo o seu início ao ano de entrada em funcionamento do CELE, sendo a partir desse ano que passou a estar disponível um preço de mercado para o CO₂ o que tornou desde então possível atribuir um valor

econômico às emissões de CO₂. A análise integra as instalações de produção de energia renovável e o conjunto de grandes centrais termoelétricas que fazem parte do sistema eletroprodutor nacional. Para desenvolver a análise foi equacionado um cenário hipotético onde toda a produção renovável entre o período de 2005 a 2017 seria substituída por produção fóssil. Neste cenário, de ausência de renováveis no *mix* elétrico, seriam as grandes centrais termoelétricas que assegurariam a produção necessária para satisfazer toda a demanda elétrica correspondente à produção por fontes renováveis. O cálculo foi efetuado ano por ano, de forma que o total de energia renovável produzida no ano em questão fosse considerada como uma hipotética demanda extra que para ser suprida contaria com o esgotamento das capacidades instaladas ainda disponíveis nas grandes centrais termoelétricas do país²².

A Tabela 5-1 lista as grandes centrais termoelétricas de geração de energia que estiveram em operação durante parte ou a totalidade do período em análise, a respectiva localização, o ano de entrada em serviço, a potência instalada e o combustível utilizado. As centrais estão ordenadas da mais antiga para a mais atual o que permite desde logo concluir que o ciclo combinado a gás natural (GN), combustível fóssil menos poluente, tem sido a tecnologia onde se tem investido mais nos últimos anos. As centrais a carvão de Sines e Pego estão em funcionamento há mais de 25 anos e desde então nenhuma outra central a carvão foi instalada. O fuelóleo deixou de contribuir para a produção elétrica nacional com o encerramento da central de Setúbal em 2012.

²² Além destas grandes centrais, o sistema que no âmbito do CELE é designado de “Setor de Combustão Elétrica” inclui ainda todas as outras instalações produtoras de energia elétrica a combustão com potência instalada superior a 20MWh. Contudo, entretanto a quase totalidade das emissões ocorridas no setor de produção elétrica nacional são da responsabilidade do conjunto das grandes centrais termoelétricas consideradas para o estudo, como veremos mais adiante.

Tabela 5.1-3: Grandes Centrais Termoelétricas Integradas no Sistema Eletroprodutor Nacional

Central	Localização	Ano de Entrada em Serviço	Potência Instalada (MW)	Combustível
Carregado	Alenquer	1969	710	Fuelóleo/GN
Barreiro	Barreiro	1978	65	Cogeração
Setúbal	Setúbal	1979	946	Fuelóleo
Tunes	Silves	1973	165	Gasóleo
Sines	Sines	1985	1180	Carvão
Pego	Abrantes	1993	576	Carvão
Tapada do Outeiro	Gondomar	1998	990	GN
Ribatejo	Alenquer	2003	1176	GN
Lares	Figueira da Foz	2009	826	GN
Pego C.C	Abrantes	2010	837	GN

5.1. Produção Elétrica e Emissões de CO₂ no Período 2005-2017 – Valores Reais

Os dados históricos relativos à produção elétrica em Portugal foram fornecidos diretamente pela REN (Redes Energéticas Nacionais)²³, empresa do setor elétrico nacional responsável pelo transporte de energia. A Tabela 5.1-1 apresenta os dados reais de produção por fonte de energia e o total anual para o período considerado no estudo, enquanto que o gráfico da Figura 5.1-1 faz a representação gráfica desses valores.

²³ Os dados apresentados daqui em diante, salvo indicação em contrário, têm como fonte a REN.

Tabela 5.1-1 - Produção Elétrica em Portugal por Fonte de Energia (GWh)

Ano	Carvão	Gás Natural	Fuel/Gasóleo	Renováveis	Total
2005	14.291.401	11.374.566	4.954.893	7.576.035	38.196.895
2006	14.070.224	9.787.700	1.620.081	15.004.456	40.482.461
2007	11.662.997	10.491.299	1.271.099	15.439.659	38.865.054
2008	10.423.458	12.572.703	800.731	13.910.606	37.707.498
2009	11.941.867	20.331.660	302.876	17.411.555	49.987.958
2010	6.552.589	10.700.090	56.684	27.324.789	44.634.152
2011	9.128.389	10.315.773	-9.146	23.081.243	42.516.259
2012	12.136.164	5.640.619	327	18.324.095	36.101.205
2013	10.952.631	1.501.247	-359	28.376.253	40.829.772
2014	11.066.389	1.404.768	0	30.416.144	42.887.301
2015	13.677.330	5.240.854	0	23.164.998	42.083.182
2016	11.698.447	7.373.372	0	31.032.973	50.104.792
2017	13.608.181	13.478.155	0	21.142.997	48.229.333
Total	151.210.067	120.212.806	8.997.186	272.205.803	552.625.862

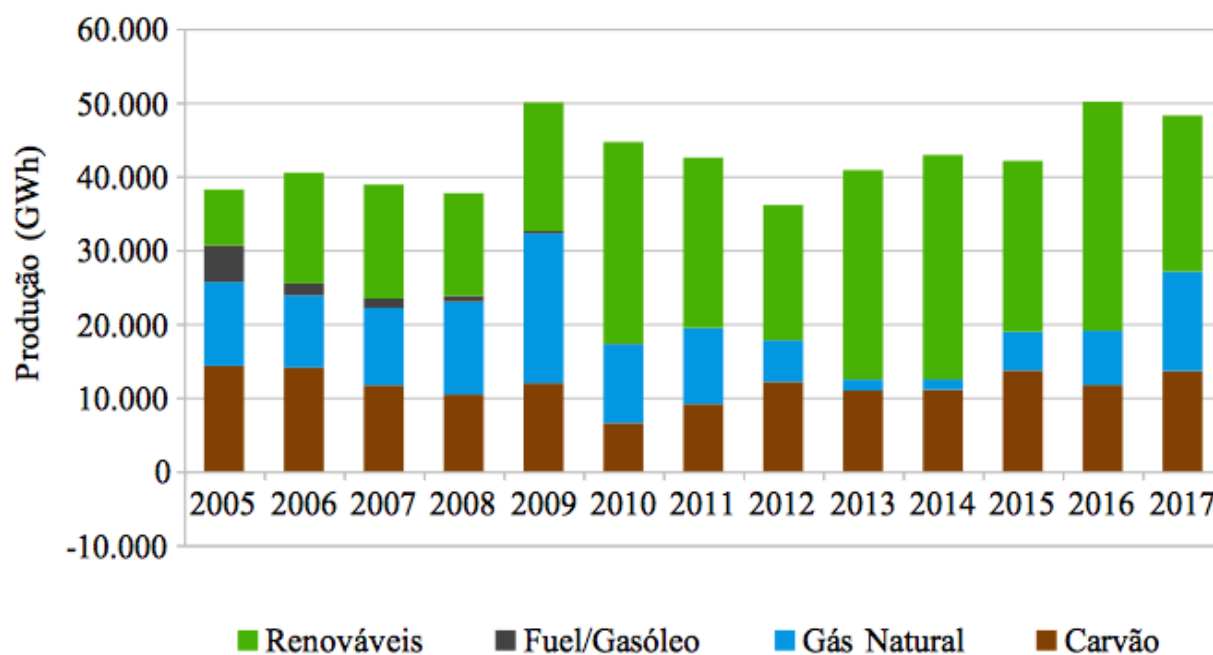


Figura 5.1-1 - Produção Elétrica em Portugal por Fonte de Energia (GWh)

O aumento da penetração de renováveis na matriz energética do país fica evidenciado no gráfico acima principalmente a partir de 2010, sobretudo devido ao crescimento da produção eólica referido no capítulo anterior. Nota-se que 2010 foi o ano de menor produção elétrica a partir do carvão e em que já não há relevante produção a fuel/gasóleo, enquanto que foi um dos anos de maior produção renovável. O ano de 2016 foi o de maior produção elétrica do país no período considerado, o que pode ser associado ao crescimento econômico, tendo também sido o de maior produção renovável. Entretanto, conforme apresentado na Tabela 5.1-2 a seguir, o ano que apresentou maior proporção de renováveis no *mix* energético foi 2014, representando 71% do total, ao mesmo tempo que teve a menor proporção de uso do gás natural, com apenas 3%.

Tabela 5.1-2 - Produção Elétrica em Portugal por Fonte de Energia (%)

Ano	Carvão	Gás Natural	Fuel/Gasóleo	Renováveis
2005	37%	30%	13%	20%
2006	35%	24%	4%	37%
2007	30%	27%	3%	40%
2008	28%	33%	2%	37%
2009	24%	41%	1%	35%
2010	15%	24%	0%	61%
2011	21%	24%	0%	54%
2012	34%	16%	0%	51%
2013	27%	4%	0%	69%
2014	26%	3%	0%	71%
2015	33%	12%	0%	55%
2016	23%	15%	0%	62%
2017	28%	28%	0%	44%

O gráfico da Figura 5.1-2 a seguir apresenta as proporções gerais de cada fonte energética na produção elétrica total nacional considerando todo o período de estudo. Ao se comparar com os valores percentuais de cada fonte descritos na tabela acima, nota-se que em 2005, primeiro ano de estudo e também primeiro ano de funcionamento do CELE, as renováveis representavam apenas 20% da matriz energética, enquanto que no total do período estudado a parcela foi de 49,3%, evidenciando o forte investimento do país na incorporação de fontes de energia limpa ao longo dos últimos anos.

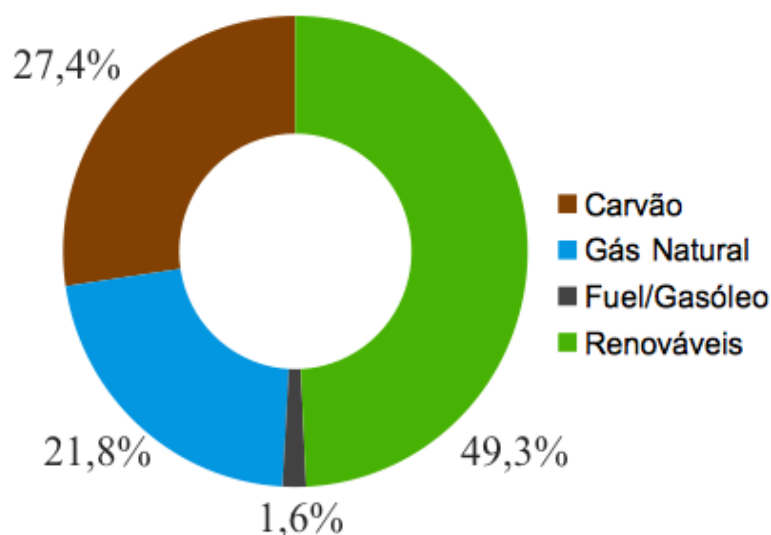


Figura 5.1-2 – Peso da Fonte Energética no Total da Produção Elétrica em Portugal (2005-2017)

Os dados apresentados na Tabela 5.1-3 e nos gráficos das Figuras 5.1-3 e 5.1-4 são referentes às emissões em toneladas de gás carbônico (ton. CO₂) resultantes da produção de energia elétrica no país ao longo do período de estudo.

Tabela 5.1-3 - Emissões de CO₂ em Portugal por Fonte de Energia (ton. CO₂)

Ano	Carvão	Gás Natural	Fuel/Gasóleo	Total
2005	12.781.640	4.191.242	4.032.004	21.004.886
2006	12.687.187	3.609.990	1.454.993	17.752.170
2007	10.404.800	3.860.271	1.193.199	15.458.270
2008	9.399.582	4.639.827	832.730	14.872.139
2009	10.548.978	4.271.848	429.566	15.250.392
2010	6.000.312	4.034.414	68.730	10.103.456
2011	8.395.793	3.927.316	11.750	12.334.859
2012	10.976.651	2.195.780	17.092	13.189.523
2013	9.953.104	629.776	99	10.582.979
2014	10.106.676	595.100	0	10.701.776
2015	12.288.396	2.027.100	0	14.315.496
2016	10.568.199	2.812.887	0	13.381.086
2017	12.143.986	5.030.217	0	17.174.203
Total	136.255.304	41.825.768	8.040.163	186.121.235

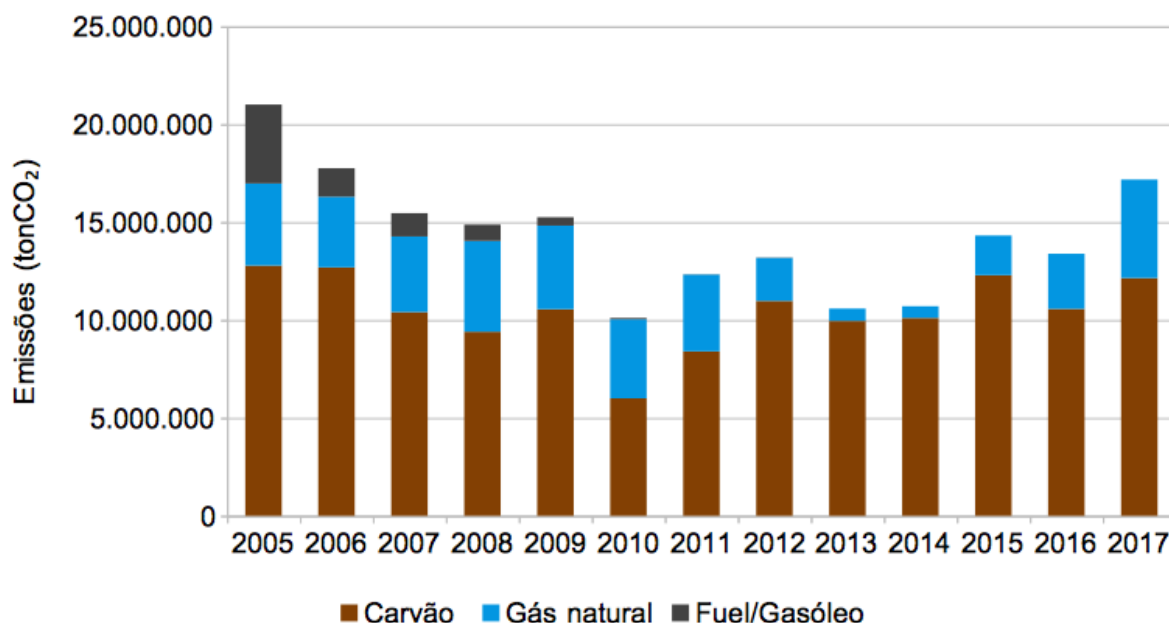


Figura 5.1-3 - Emissões de CO₂ em Portugal por Fonte de Energia (ton. CO₂)

A forte redução de emissões de CO₂ em 2010 justifica-se quer por razões conjunturais que incluem a crise econômica e a maior produção de renováveis no ano por se tratar de um ano especialmente húmido; quer por razões estruturais, a exemplo do maior peso das tecnologias menos poluentes de entre as termoelétricas e maior penetração das renováveis. A nível de comparação com os valores e gráfico de produção apresentados anteriormente (Tabelas 5.1-1 e 5.1-2 e Gráfico 5.1-1), percebe-se que em 2010 houve maior produção fóssil e menor quantidade total de emissões do que em 2013 e 2014 devido à maior proporção de uso do carvão nestes últimos dois anos, o que evidencia o alto potencial poluidor desta fonte de energia.

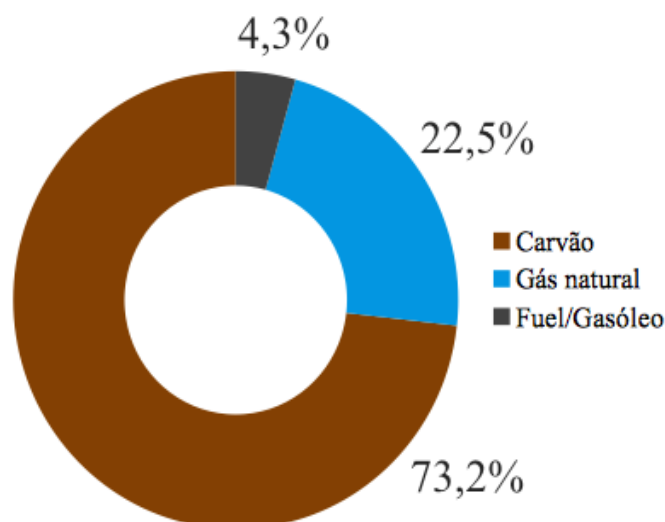


Figura 5.1-4 – Peso das Emissões de CO₂ em Portugal por Fonte de Energia (2005-2017)

O gráfico da Figura 5.1-4 apresenta as parcelas totais de emissões para cada fonte fóssil no período em análise e reforça o quanto o carvão é relevante a nível de poluição. Ao comparar com o gráfico da Figura 5.1-2 percebe-se que o carvão representou 5,6% a mais na parcela de produção total do que o gás natural enquanto que a nível de emissões a diferença entre as duas fontes foi de 50,7%.

5.2. Produção Elétrica e Emissões de CO₂ no Período 2005-2017 – Cenário sem Fontes Renováveis

A fim de calcular as emissões extra que seriam geradas no caso de não haver produção renovável no país, partimos do pressuposto de que toda a energia gerada por fontes renováveis durante o período analisado teria que ser gerada pelas centrais termoelétricas. Consideramos como metodologia para atender a essa demanda extra o esgotamento do potencial máximo de produção de cada central, uma vez que na maior parte do tempo a capacidade de produção de várias das centrais é maior do que a de fato utilizada, sobrando, portanto, capacidade instalada. Assim, acessoriamente, foi também possível concluir se as termoelétricas existentes no país seriam suficientes para suprir toda a demanda de consumo elétrico ao longo do período em análise.

Para calcularmos a produção extra anual consideramos primeiramente o esgotamento da capacidade instalada disponível nas centrais a gás natural, depois o esgotamento da

capacidade disponível nas centrais a carvão e por último da disponível nas centrais a fuel/gasóleo. Dessa forma, iremos obter um cenário que será o mais benevolente do ponto de vista do agravamento da quantidade de emissões de CO₂, uma vez que o esgotamento da capacidade instalada se fará das instalações menos poluentes para as mais poluentes.

No Anexo 1 são apresentados, para cada uma das centrais e para cada um dos anos do período em análise, os valores relativos à potência instalada (MWh), produção (MWh) e emissão de CO₂ (ton. CO₂). Para o cálculo dos valores máximos de produção anual de cada central multiplicou-se o valor da potência instalada (MWh) pelo total de horas anuais ponderado por um fator de disponibilidade médio estimado de 0,95²⁴, uma vez que as centrais não funcionam de forma ininterrupta. Com esses valores máximos de produção estimados foi possível obter a partir da subtração dos valores reais de produção a capacidade ainda disponível em cada central.

Os valores para o fator de emissão de CO₂ de cada central (ton. CO₂/MWh) foram calculados com base nos dados reais anuais de emissões (ton. CO₂) e de produção elétrica (MWh). Como se pode verificar no Anexo 1, as centrais a gás natural apresentaram invariavelmente o valor de 0,4 ton. CO₂/MWh enquanto que nas centrais a carvão o valor foi de 0,9 ton. CO₂/MWh²⁵, ou seja, mais do dobro do valor das emissões de CO₂ para a mesma quantidade gerada de energia. No caso das centrais a fuel/gasóleo, em alguns anos algumas das centrais apresentaram valores negativos de produção, o que resulta do fato de a central ter feito mais consumo do que produção de energia ao longo do ano²⁶. Nesses casos, como o fator de emissão seria negativo, foi considerada a média histórica como valor real do fator de emissão anual, o que corresponde a 0,8 ton. CO₂/MWh para as centrais de Carregado e Setúbal e 1,8 ton. CO₂/MWh para a central de Tunes. A central a gás natural do Pego C.C. também

²⁴ Em rigor, deveria ter sido utilizado o valor real de cada central. Contudo, habitualmente esta não é uma informação pública, sendo mesmo considerada em vários casos como informação reservada. Na verdade, a única central que publicita esta informação é a central de Lares que anuncia um fator de disponibilidade anual superior a 96% (EDP, 2018). Como na metodologia que desenhamos para o esgotamento da capacidade instalada o recurso às centrais mais antigas é residual, porque surge em último lugar, consideramos que seria razoável considerar um valor próximo do anunciado pela central de Lares. Contudo, o fator real não se deverá afastar muito de 0,95 na medida em que com este valor se alcança a produção real verificada, o que já não ocorre se for utilizado por exemplo um valor de 0,92.

²⁵ Com a exceção dos anos 2010 e 2011 que o valor foi 1,0 ton. CO₂/MWh.

²⁶ Mesmo não produzindo, para se manter em operação, a central tem de fazer consumo elétrico.

apresentou produção negativa em 2014, tendo neste caso sido utilizado o fator de emissão verificado nos restantes anos, ou seja, 0,4 ton. CO₂/MWh.

O valor para as emissões de CO₂ extra, devidas à hipotética produção térmica extra para substituição da eletricidade produzida por fontes renováveis, foi obtido para cada central multiplicando os valores de produção elétrica extra (MWh) pelo fator de emissão (ton. CO₂/MWh) de cada central. Os cálculos detalhados por central e por ano são apresentados no Anexo 1 e alguns dos resultados obtidos encontram-se na Tabela 5.2-1 e nos gráficos das Figuras 5.2-1 e 5.2-2.

Tabela 5.2-1 – Emissões CO₂ Extra por Central na Ausência de Renováveis

Ano	Tapada de Outeiro	Ribatejo	Lares	Pego C.C.	Sines	Pego	Setúbal	Carregado	Total
2005	734.517	1.685.935			295.482	141.398	335.275	0	3.192.607
2006	1.589.800	1.463.637			203.161	437.692	5.235.152	99.070	9.028.512
2007	1.431.096	1.351.450			1.660.934	1.124.102	3.813.130	0	9.380.712
2008	1.194.253	834.668			2.672.553	1.192.011	3.403.425	0	9.296.910
2009	1.314.049	1.457.775	2.253.512		827.353	1.587.145	1.177.660	0	8.617.494
2010	1.203.359	2.512.715	1.854.059	4.741.417	4.441.322	1.178.992	0	0	15.931.864
2011	1.349.908	3.370.051	1.529.559	2.568.873	1.393.135	0	0	0	10.211.526
2012	2.182.731	3.983.547	1.278.075	0	0	0	0	0	7.444.353
2013	3.173.623	4.138.612	2.654.239	1.998.582	0	0	0	0	11.965.056
2014	2.988.949	4.195.992	2.959.394	2.770.674	0	0	0	0	12.915.009
2015	2.375.557	3.517.783	1.974.010	1.094.335	0	0	0	0	8.961.685
2016	2.129.889	3.092.023	1.913.288	2.179.049	1.570.874	1.061.877	2.900.472	0	14.847.472
2017	1.619.113	2.669.201	1.322.428	2.256.471	351.170	547.511	1.400.105	0	10.165.999
Total	23.286.844	34.273.389	17.738.564	17.609.401	13.415.984	7.270.728	18.265.219	99.070	131.959.199

A quantidade total de emissões extra seria, portanto, de aproximadamente 132 milhões de toneladas de CO₂, o que corresponde a cerca de 70% das emissões reais.

Uma comparação entre os Gráficos 5.2-1, a seguir, e 5.1-1, apresentado anteriormente, permite verificar que quantidades de emissões extra geradas a cada ano seriam diretamente condicionadas pelas quantidades reais de produção por cada fonte de energia, uma vez que quanto maior a produção renovável maior seria a demanda extra gerada, quanto maior a produção a gás natural menor é sua capacidade instalada disponível e portanto mais carvão seria utilizado e consequentemente mais emissões seriam geradas.

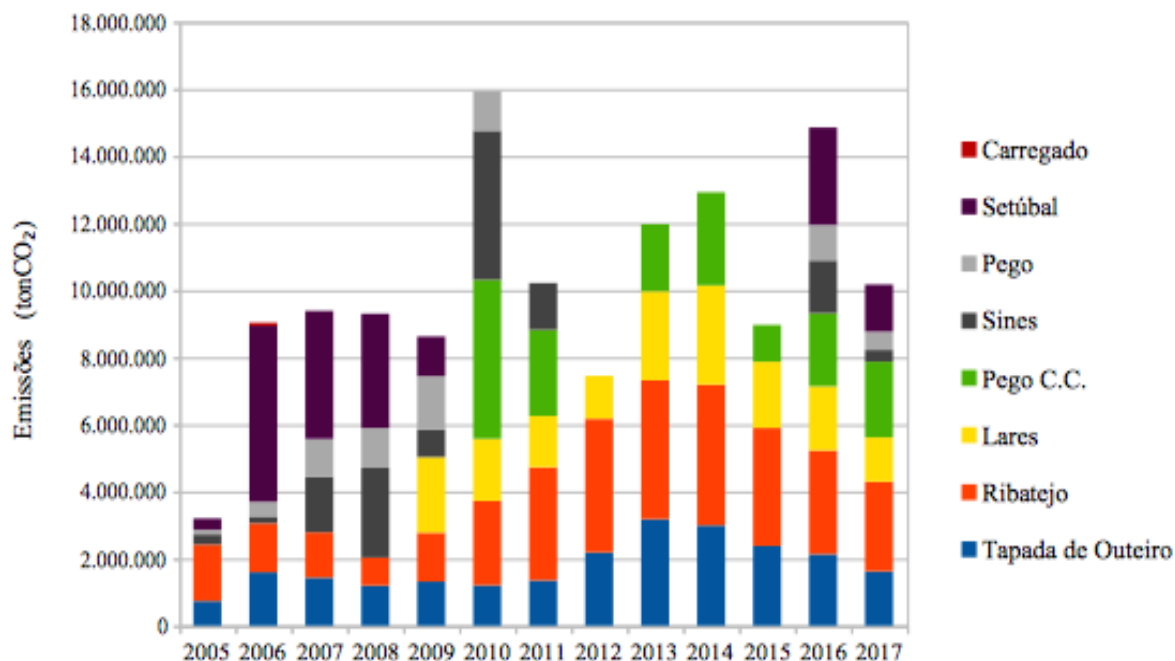


Figura 5.2-1 - Emissões de CO₂ Extra por Central na Ausência de Renováveis

Em 2005 ocorreria a menor quantidade de emissões extra, já que houve pouca produção renovável e portanto pouca demanda extra. Entre 2005 e 2009 seria preciso utilizar a potência disponível na central a fuelóleo de Setúbal sobretudo por ainda não terem entrado em serviço as centrais a gás natural de Lares e Pego C.C., o que ocasionaria maiores emissões nos anos 2006, 2007, 2008 e 2009 em relação, por exemplo, a 2012, ano em que a produção renovável foi maior e, como tal, maior seria a demanda extra a ser atendida.

O ano com maior quantidade de emissões extra seria 2010 e isso pode ser explicado, por um lado, pelo fato de ter havido grande produção renovável no ano em questão, correspondendo a 61% da produção total e, por outro, por ter sido o ano com menor produção real das centrais a carvão em todo o período analisado (6.500 GWh). Como tal, haveria muita capacidade de produção disponível por essa tecnologia poluente para o suprimento da grande demanda extra, sem que houvesse entretanto necessidade de utilizar tecnologias ainda mais poluentes,

nomeadamente fuel/gasóleo²⁷.

Nos anos 2013 e 2014, que produziram muita energia renovável e pouca a gás natural, haveria muita emissão extra de CO₂ mas não seria necessária a utilização de centrais a carvão já que teria muita potência disponível para produzir com gás natural.

Deve salientar-se que no cenário considerado as centrais de Carregado, Barreiro e Tunes, já encerradas, não seriam necessárias para suprir a demanda. Relativamente à central de Setúbal, que como ficou referido antes foi encerrada em 2012, o cenário considerado pressupõe a sua reativação para os anos de 2016 e 2017 uma vez que as centrais ativas a gás natural e a carvão não seriam suficientes para esgotar toda a demanda. Nestes anos seriam ainda necessários 3.626GWh e 1.750GWh de produção disponível, respectivamente. Sendo assim, como solução, poder-se-ia recorrer à reativação da central de Setúbal²⁸ (capacidade máxima 7.876GWh), ao aumento da capacidade instalada das centrais a gás natural existentes ou à abertura de uma nova central a gás natural com capacidade instalada suficiente para suprir as demandas. O ideal para um cenário menos poluente seria não utilizar a central de Setúbal, mas como o objetivo da análise passa por obter os resultados para o caso de utilizarmos as centrais já existentes e verificar se seriam suficientes, foi esta a central considerada.

O gráfico da Figura 5.2-2 apresenta as parcelas de cada central no total de emissões extra no período analisado, permitindo verificar que as centrais a gás natural representariam quase 75% das emissões extra já que seriam as primeiras a ter suas capacidades esgotadas. A central de Setúbal (a fuelóleo) seria responsável por mais emissões do que as de Sines e Pego (a carvão).

²⁷ Sobretudo também pela maior capacidade instalada a gás natural devido à abertura das novas centrais de Lares e Pego C.C.

²⁸ A reativação de Carregado, Barreiro e Tunes não foi considerada pois Setúbal apresenta maior capacidade instalada e menor fator de emissão.

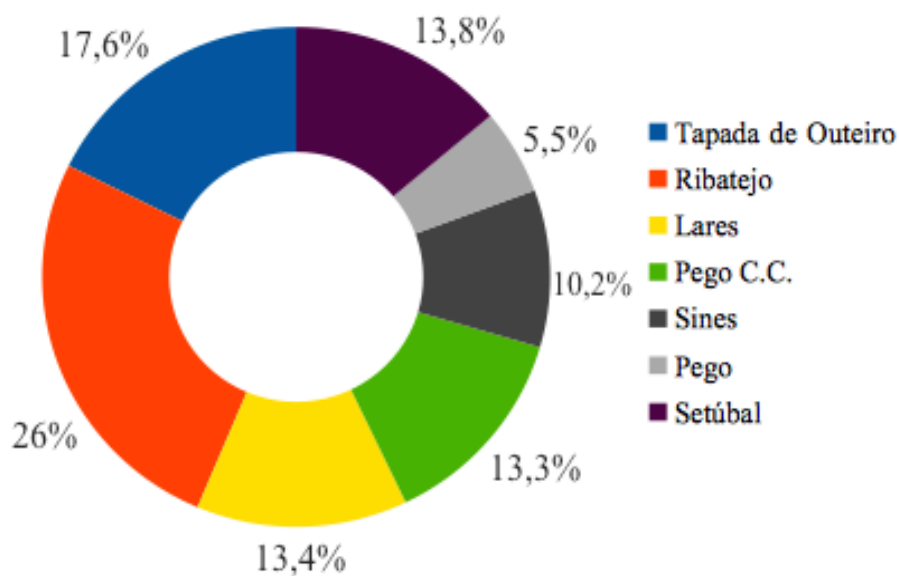


Figura 5.2-2 – Peso das Emissões de CO₂ Extra por Central na Ausência de Renováveis (2005-2017)

O gráfico da Figura 5.2-3 foi elaborado como forma de demonstrar o aumento percentual de emissões extra em relação às reais. Pode-se perceber que em 2010, 2013, 2014 e 2016 as emissões seriam mais que duplicadas no caso de não existir a produção de energia renovável.

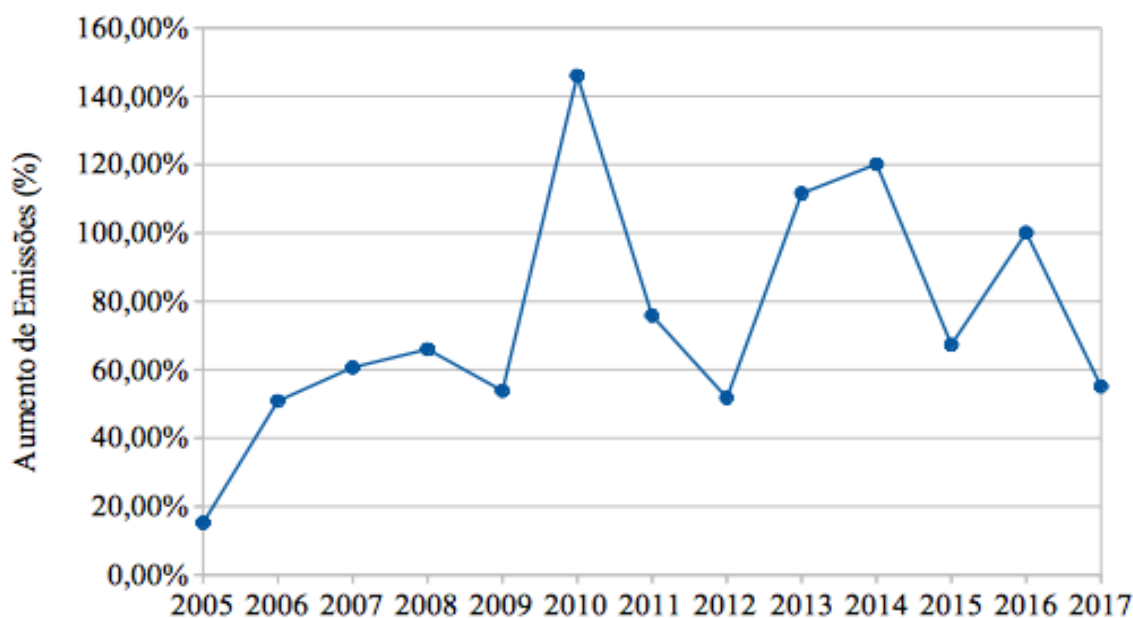


Figura 5.2-3 – Aumento Percentual de Emissões em Relação às Reais

5.3. Avaliação das Licenças de Emissão de CO₂ no Período 2005-2017 – Cenário sem Fontes Renováveis

Como ficou referido no capítulo 3, as licenças de emissão de CO₂ são transacionadas em diversos mercados bolsistas, o que permite formar um preço de mercado que, para o caso do setor elétrico, funciona como um custo associado ao consumo de um fator de produção (licenças de emissão) que deve acrescer ao custo associado aos outros fatores de produção, nomeadamente o preço dos combustíveis (gás natural, carvão e fuelóleo).

Para o setor de produção elétrica a natureza deste custo sofreu uma alteração substancial com a mudança ocorrida nas regras de alocação das licenças de emissão no contexto do CELE no início da Fase III do sistema (2013). Como ficou referido antes, até 2012 grande parte das licenças de emissão utilizadas pelo setor foram atribuídas gratuitamente. Na realidade, até essa data, as empresas só tiveram que pagar pelas licenças quando os níveis de emissão ficaram acima dos limites máximos definidos para cada instalação (*cap*). A partir de 2013 as empresas passaram a ser obrigadas a pagar pela totalidade das licenças de emissão usadas. Contudo, para o nosso objetivo de avaliação econômica das poupanças em emissões de CO₂ permitidas pelas energias renováveis, demos um tratamento indiferenciado ao valor das licenças em cada um destes períodos. Até 2012, mesmo que as licenças de emissão não tivessem representado um custo efetivo para as elétricas, a verdade é que a sua utilização correspondeu ao consumo de um recurso com valor de mercado, o que, em termos económicos, é habitualmente designado por custo de oportunidade. Prova de que este deve ser o entendimento a dar a esse custo é o fato de vários autores terem demonstrado que até 2012, mesmo não tendo de pagar pelas licenças de emissão, as elétricas fizeram repassar para o preço da eletricidade o custo (valor de mercado) das licenças utilizadas na produção: (Freitas&Silva, 2015) para Portugal e Espanha, (Fell, 2010) para os Países Nórdicos e Fezzi&Bunn, 2009) para o Reino Unido e Alemanha, são alguns exemplos. Assim, independentemente de as licenças de emissão representarem um custo efetivo ou um custo de oportunidade para as empresas elétricas, o seu valor económico deve sempre ser correspondente ao seu valor de mercado.

O preço de mercado das licenças de emissão é cotado diariamente em vários mercados bolsistas, sendo possível negociar nos mercados à vista ou nos mercados de futuros. Para

este trabalho, escolhemos o mercado que oferece mais liquidez uma vez que concentra maior número de transações (Mizrach, 2012). Assim, o preço de mercado das licenças de emissão que serve de base para a nossa avaliação corresponde à cotação dos contratos de futuro transacionado no mercado *ECX - European Climate Exchange / ICE - Intercontinental Exchange Futures*, conforme representado anteriormente no gráfico da Figura 3.2-2 da evolução do preço do CO₂.

Sendo a cotação das licenças de emissão de CO₂ diárias, e uma vez que os nossos cálculos para a quantidade de emissões estão expressos em termos anuais, utilizamos como valor de referência para as emissões o preço médio anual das licenças de emissão. No gráfico da Figura 5.3-1 podemos ver a evolução desse preço (€/ton. CO₂) ao longo do período em análise. Naturalmente que, tratando-se de um valor médio, a volatilidade do preço médio é bastante menos acentuada do que a observada nas cotações diárias.

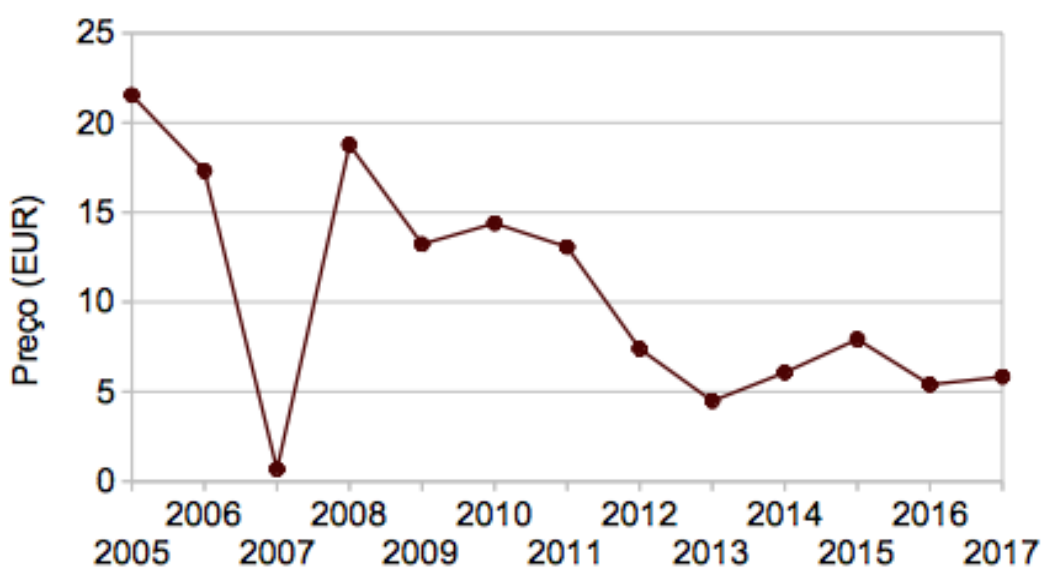


Figura 5.3-1 – Evolução do Preço Anual Médio da Tonelada de CO₂

Fonte: ECX - European Climate Exchange / ICE - Intercontinental Exchange Futures (Futures ICE-ECX EUA Continuous)

O valor associado à necessidade de compra de licenças de emissões entre o período de 2005 a 2012, na ausência da utilização renovável de energia seria, portanto, de cerca de 1,3 mil milhões de euros. É importante ressaltar que esse custo está relacionado apenas com as licenças de emissão. Contudo, diversos outros custos também estariam envolvidos nesse

cenário, como por exemplo os custos de importação e transporte dos combustíveis fósseis primários a serem utilizados, nomeadamente carvão, gás natural e fuelóleo.

5.4. Análise Comparativa dos Cenários Real e sem Fontes Renováveis no Período 2005-2017

Para permitir a comparação da situação real com o cenário de ausência de renováveis, são apresentadas tabelas e gráficos que confrontam os dados de produção, emissões de CO₂ e valor associado às licenças de emissão por tecnologia, por ano e por central.

Tabela 5.4-1– Produção Elétrica, Emissões de CO₂ e Valores das Licenças de Emissão por Tecnologia de Produção

Tecnologia	Produção Real (GWh)	Produção Extra (GWh)	Total Produção (GWh)	Produção Real	Produção Extra	Total Produção
Carvão	151.210	24.789	175.999	54%	8%	30%
Gás Natural	120.213	252.350	372.563	43%	84%	64%
Fuel/Gasóleo	8.997	22.839	31.836	3%	8%	5%
Total	280.420	299.978	580.398	100%	100%	100%
-	Emissão Real (tonCO₂)	Emissão Extra (tonCO₂)	Total Emissões (tonCO₂)	Emissão Real	Emissão Extra	Total Emissões
Carvão	136.255.304	20.686.712	156.942.016	73%	16%	49%
Gás Natural	41.825.768	92.908.197	134.733.965	22%	70%	42%
Fuel/Gasóleo	8.040.163	18.364.288	26.404.451	4%	14%	8%
Total	186.121.235	131.959.197	318.080.432	100%	100%	100%
-	Valor Real (EUR)	Valor Extra (EUR)	Valor Total (EUR)	Valor Real	Valor Extra	Valor Total
Carvão	1.426.092.459	245.387.585	1.671.480.044	67%	19%	49%
Gás Natural	581.131.041	829.189.903	1.410.320.944	27%	65%	41%
Fuel/Gasóleo	128.791.854	205.396.531	334.188.385	6%	16%	10%
Total	2.136.015.354	1.279.974.019	3.415.989.373	100%	100%	100%

Como já discutido anteriormente e de acordo com os valores apresentados na Tabela 5.4-1 e no gráfico da Figura 5.4-1 a seguir, o carvão foi a fonte fóssil de energia mais utilizada para a produção real elétrica (151.210 GWh) no período de análise, representando 54% da produção fóssil, mas no caso de não haver produção renovável o gás natural representaria 84% da produção extra (252.350 GWh) e 64% da produção total (372.563 GWh), superando mais de duas vezes a produção real de carvão. Isso se explica pelo fato de, na metodologia adotada, as centrais a gás natural, menos poluentes, serem as primeiras a ver a sua capacidade instalada esgotada no caso da ausência de renováveis. O fuelóleo, apesar de ter sido pouco utilizado na produção elétrica em geral entre 2005 e 2017 (8.977 GWh, correspondendo a 3% do total), produziria mais que o dobro no cenário sem renováveis (22.839 GWh, 8% do total), contribuindo para 5% (31.836 GWh) da produção total de energia elétrica.

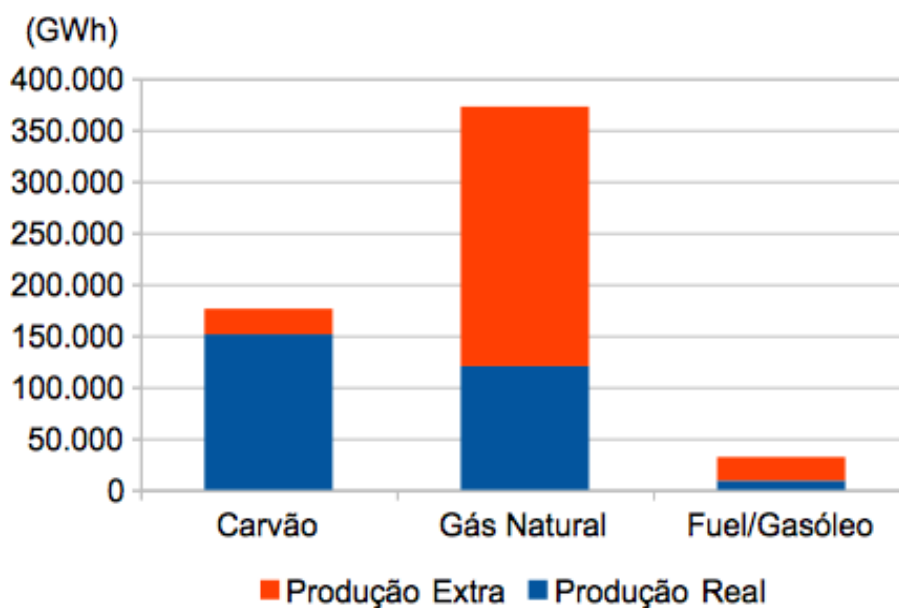


Figura 5.4-1 – Produções Extra e Real por Tecnologia

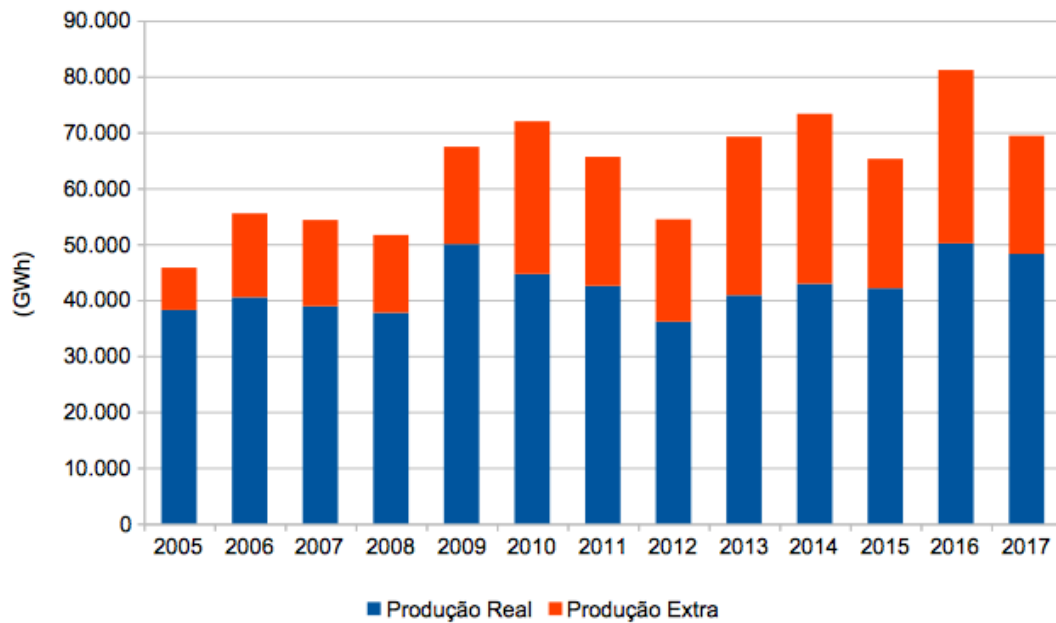


Figura 5.4-2 - Produções Extra e Real por Ano

No âmbito das emissões, o gráfico da Figura 5.3-4 demonstra que mesmo o carvão apresentando menos da metade da produção total de energia que o gás natural no cenário considerado, sua quantidade de emissões totais (aproximadamente 157 milhões de toneladas de CO₂) superaria a de gás natural (aproximadamente 135 milhões de toneladas de CO₂). O fuelóleo continuaria correspondendo a uma pequena parcela das emissões totais (cerca de 8%).

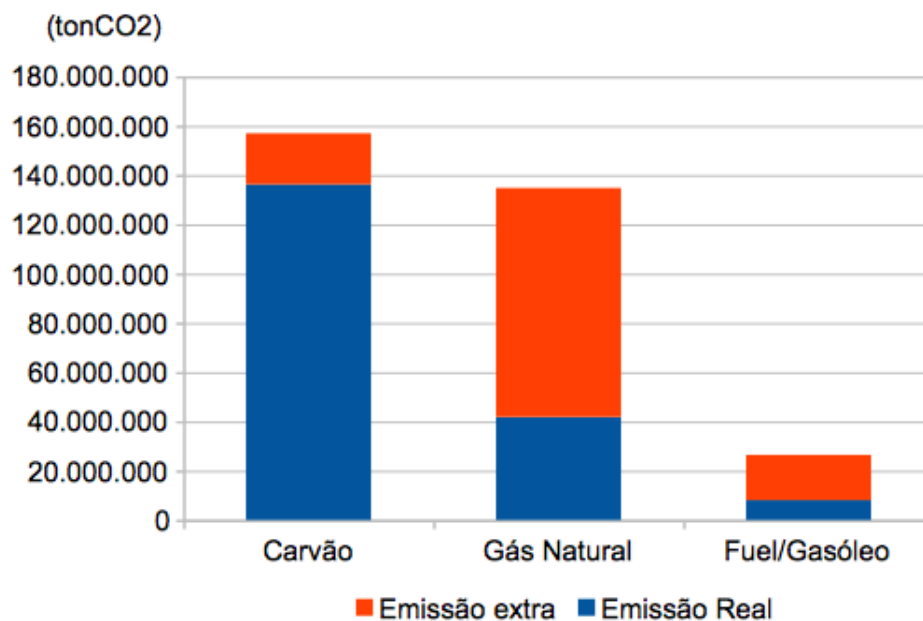


Figura 5.4-3 – Emissões Extra e Real por Tecnologia

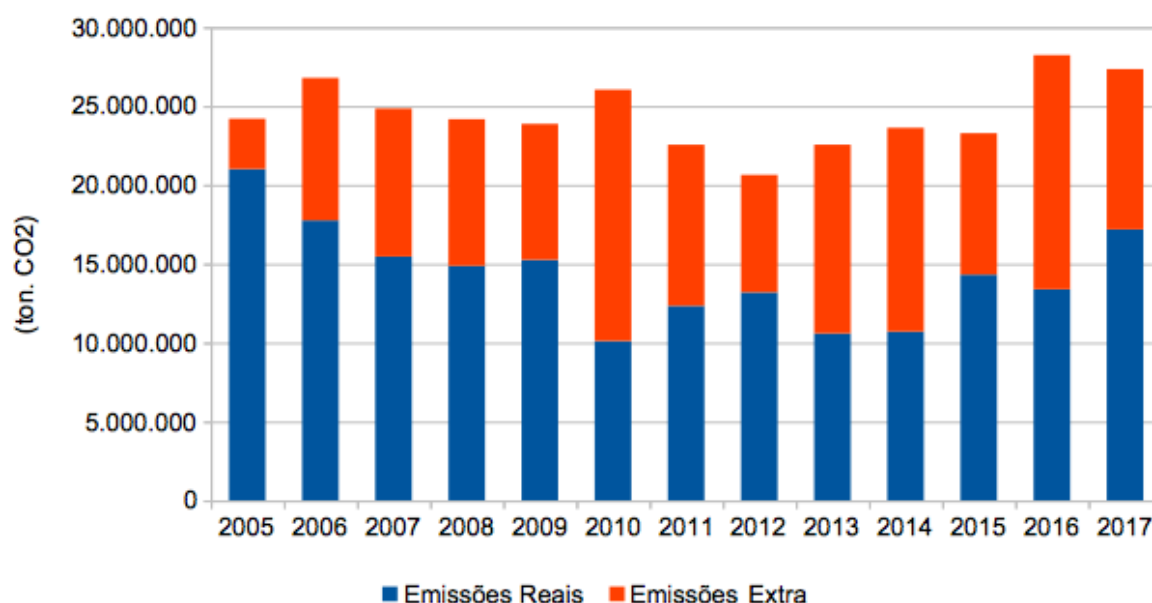


Figura 5.4-4 - Emissões Extra e Real por Ano

Relativamente aos custos associados à aquisição de licenças de emissão, verifica-se nos gráficos das Figuras 5.4-3 e 5.4-5 que as parcelas do custo total de cada uma das tecnologias corresponde às mesmas proporções que as parcelas de emissões totais, uma vez que o preço da tonelada de CO₂ é o mesmo independentemente da fonte de energia utilizada. Já em relação aos valores das licenças de emissão por ano, variam proporcionalmente aos preços médios anuais de CO₂ no mercado de carbono, o que verifica-se no gráfico da Figura 5.4-6 pelo baixo valor obtido para 2007, ano em que houve um colapso no preço do CO₂ e seu valor aproximou-se de zero (0,67€/ton) conforme citado e explicado no capítulo 3.

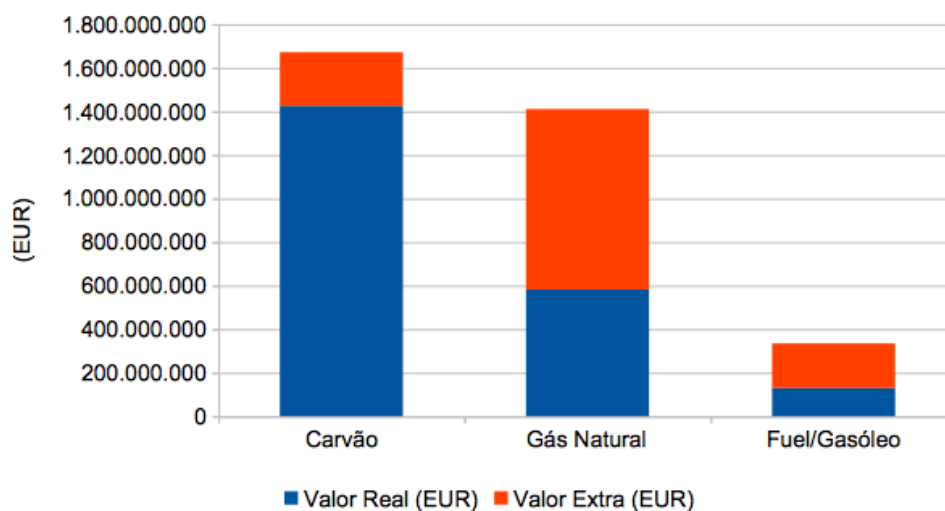


Figura 5.4-5 – Valores Extra e Real de Licenças de Emissões por Tecnologia

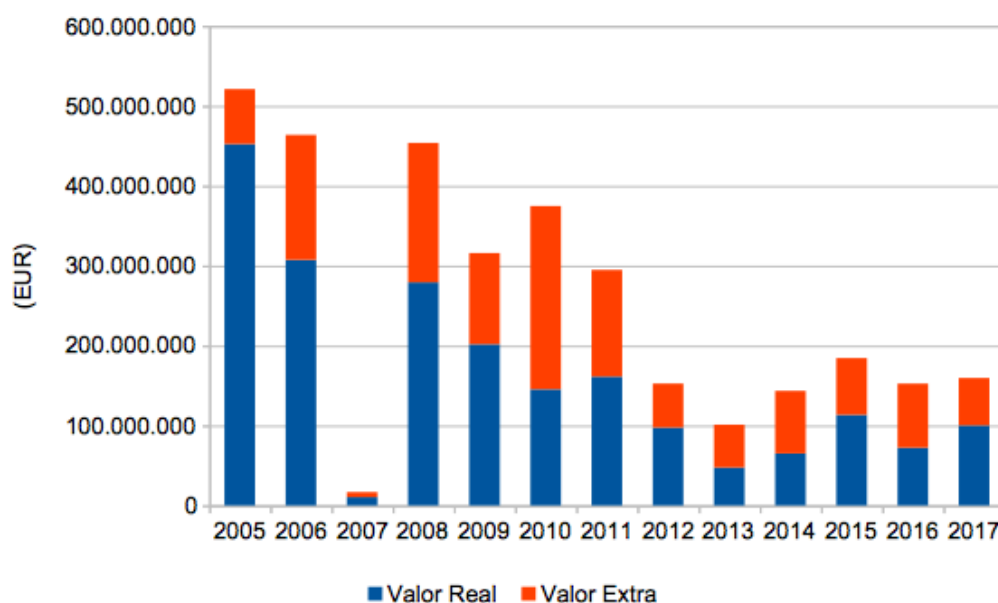


Figura 5.4-6 - Valores Extra e Real de Licenças de Emissões por Ano

As tabelas 5.4-2 e 5.4-3 a seguir apresentam respectivamente os valores e as proporções de produção elétrica, emissões de CO₂ e valores das licenças de emissão por cada central termelétrica no período total de análise (2005-2017).

Tabela 5.4-2 – Produção Elétrica, Emissões de CO₂ e Valores das Licenças de Emissão por Central

Central	Produção Real (GWh)	Produção Extra (GWh)	Produção Total (GWh)	Emissão Real (tonCO₂)	Emissão Extra (tonCO₂)	Emissão Total (tonCO₂)	Valor Real (EUR)	Valor Extra (EUR)	Valor Total (EUR)
Tapada do Outeiro	47.036	60.068	107.104	17.833.367	23.286.844	41.120.211	219.771.386	207.299.422	427.070.808
Ribatejo	39.987	87.240	127.227	14.656.913	34.273.390	48.930.303	280.470.460	311.265.102	591.735.562
Lares	15.188	44.212	59.400	5.925.143	17.738.563	23.663.706	53.883.535	149.460.355	203.343.890
Pego C.C	9.133	35.669	44.802	3.410.345	15.933.063	19.343.408	27.005.660	161.165.024	188.170.685
Sines	106.778	14.966	121.744	95.791.030	13.415.984	109.207.014	996.135.974	164.749.897	1.160.885.871
Pego	44.432	7.921	52.353	40.464.274	7.270.728	47.735.002	429.956.485	80.637.688	510.594.172
Setúbal	6.629	22.714	29.343	5.222.365	18.265.218	23.487.583	89.218.327	203.681.627	292.899.955
Carregado	1.674	126	1.799	1.403.714	99.070	1.502.784	25.358.878	1.714.904	27.073.782
Barreiro	675	0	675	870.934	0	870.934	13.794.300	0	13.794.300
Tunes	19	0	19	20.171	0	20.171	420.349	0	420.349
Total	271.551	272.916	544.466	185.598.256	130.282.860	315.881.116	2.136.015.354	1.279.974.019	3.415.989.374

Tabela 5.4-3 – Proporções de Produção Elétrica, Emissões de CO₂ e Valores das Licenças de Emissão por Central

Central	Produção Real (GWh)	Produção Extra (GWh)	Produção Total (GWh)	Emissão Real (tonCO₂)	Emissão Extra (tonCO₂)	Emissão Total (tonCO₂)	Valor Real (EUR)	Valor Extra (EUR)	Valor Total (EUR)
Tapada do Outeiro	17%	22%	20%	10%	18%	13%	10%	16%	13%
Ribatejo	15%	32%	23%	8%	26%	15%	13%	24%	17%
Lares	6%	16%	11%	3%	14%	7%	3%	12%	6%
Pego C.C	3%	13%	8%	2%	12%	6%	1%	13%	6%
Sines	39%	5%	22%	52%	10%	35%	47%	13%	34%
Pego	16%	3%	10%	22%	6%	15%	20%	6%	15%
Setúbal	2%	8%	5%	3%	14%	7%	4%	16%	9%
Carregado	1%	0%	0%	1%	0%	0%	1%	0%	1%
Barreiro	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%
Tunes	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Nota-se a partir dos valores apresentados acima e do gráfico da Figura 5.4-7 que as centrais a carvão Sines e Pego produziram de fato muita energia elétrica no período de estudo (39% e 16% do total, respectivamente), mas no cenário considerado apresentariam pouca produção (caindo para 5% e 3% da produção extra e 22% e 10% da total) já que devido à grande produção real teriam pouca capacidade instalada livre, além de que as centrais a gás natural (Tapada de Outeiro, Ribatejo, Lares e Pego C.C) teriam sua capacidade esgotada primeiramente.

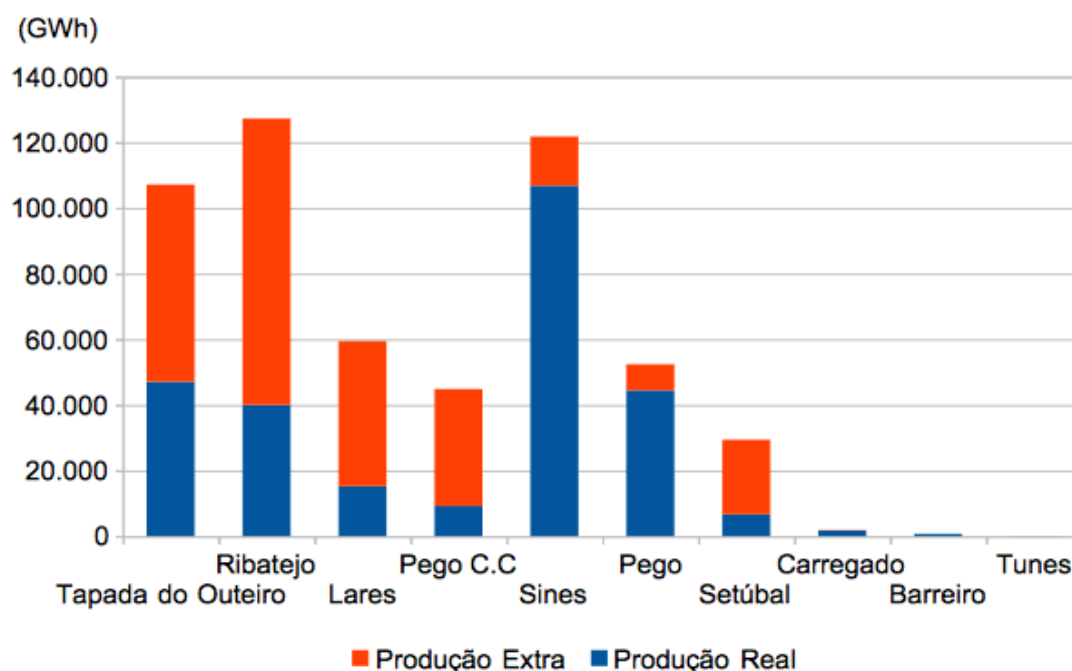


Figura 5.4-7 – Produções Extra e Real por Central

Ao realizar uma comparação entre os gráficos das Figuras 5.4-7 e 5.4-8 fica mais uma vez nítido o quão menos impactante em termos de emissões de CO₂ é a produção elétrica em centrais a gás natural em relação à produção a carvão.

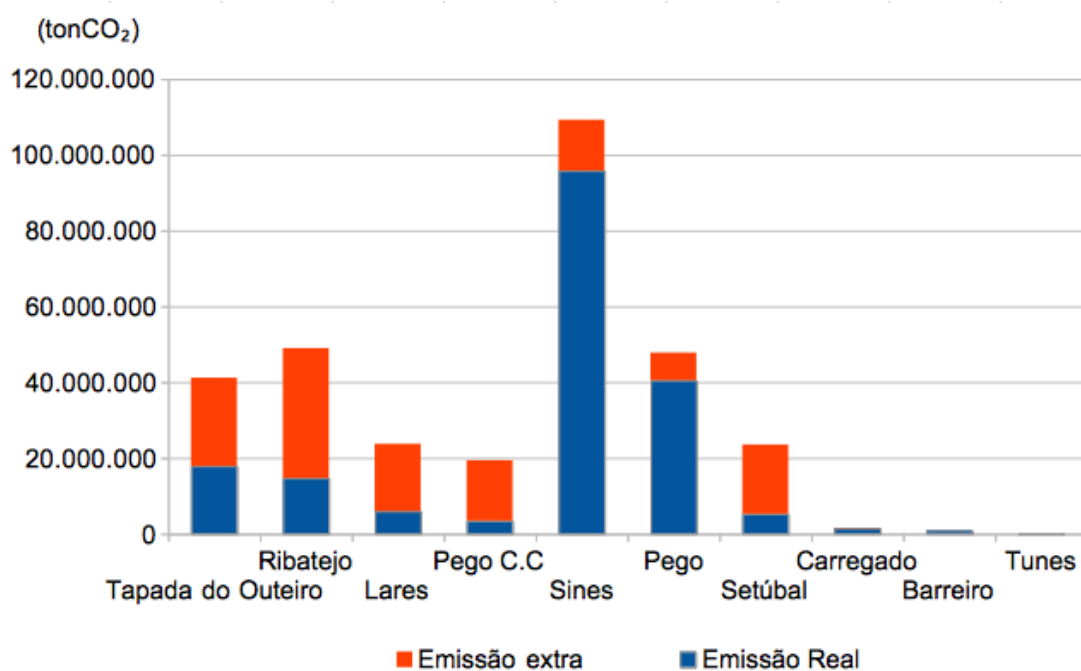


Figura 5.4-8 – Emissões Extra e Real por Central

Em termos econômicos, as centrais de Sines e Pego foram as que representaram maior parcela de custo para aquisição de licenças de emissão no período em análise, 40% e 27% do total, respectivamente. Na ausência de renováveis e considerando o cenário proposto, esses percentuais cairiam para 13% e 6% do valor extra associado às licenças e passariam a representar 34% e 15% do total.

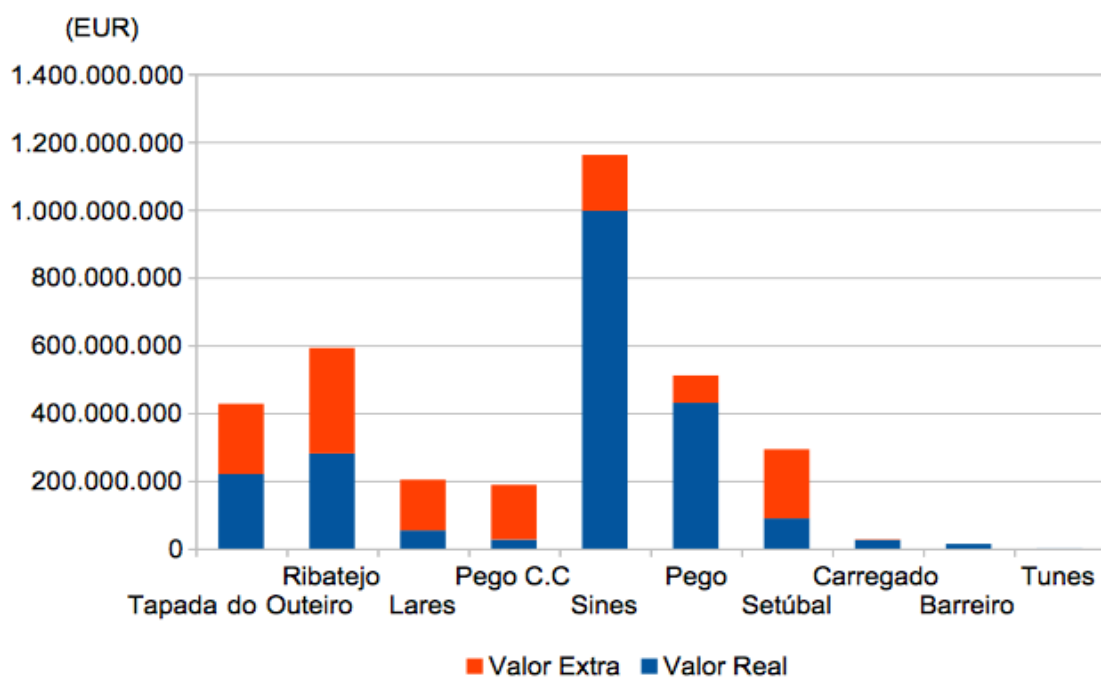


Figura 5.4-9 – Valores Extra e Real de Licenças de Emissões por Central

6. Conclusões

O presente trabalho foi desenvolvido com o intuito de quantificar as poupanças devidas à utilização de energias renováveis na matriz energética portuguesa, tanto no âmbito das emissões de GEE que deixaram de ser liberadas pela queima de combustíveis fósseis para produção de energia elétrica, como quanto aos valores económicos associados às licenças de emissão que teriam de ser consumidas no mercado de carbono para que esta produção fosse possível.

Primeiramente foi realizada uma contextualização das temáticas das emissões de GEE, da responsabilidade dos sistemas de produção elétrica e da penetração das tecnologias renováveis nos *mix* energéticos. Em seguida, foi elaborado o estado da arte relativamente à evolução ao longo do tempo das políticas para a redução das emissões de GEE num contexto global, europeu e nacional; a caracterização do sistema elétrico nacional; e por fim conduzimos a componente empírica do trabalho que nos conduziu à resposta para a questão de investigação enunciada.

A metodologia adotada para o desenvolvimento do estudo empírico passou essencialmente pela análise de um cenário onde toda a energia produzida entre 2005 e 2017 por fontes renováveis tivesse que ser produzida nas grandes centrais termoelétricas do país, através do esgotamento de suas capacidades máximas de produção ainda disponíveis. A análise nos

permitiu concluir que cerca de 132 milhões de toneladas de CO₂ deixaram de ser emitidas ao longo deste período, o que corresponde a 70% das emissões reais e a um custo associado de 1,3 mil milhões de euros em aquisição de licenças de emissão.

Os resultados obtidos na resposta à questão de investigação colocada são em nossa opinião bastante relevantes pois permitem reafirmar, com recurso a investigação empírica assente em análise de dados reais, a importância da utilização de fontes de energia renovável, quer para a redução das emissões de CO₂ na atmosfera, contribuindo para a mitigação do fenómeno do aquecimento global e das alterações climáticas, quer para a redução do custo de produção da energia elétrica, dispensando a aquisição de licenças de emissão nos mercados de carbono.

Referências Documentais

ADENE, 2018. *A ADENE é o centro de excelência para transição energética*. Acesso em 13 de Junho de 2018. Disponível em: <https://www.adene.pt/a-adene/>.

APA, 2015. Agência Portuguesa do Ambiente. *Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE)*. Acesso em 15 de Maio de 2018. Disponível em: <https://www.apambiente.pt/index.php?ref=17&subref=295>.

APA, 2018. *Portuguese National Inventory Report on Greenhouse Gases, 1990 - 2016 Submitted under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol*. Publicado em 8 de Maio de 2018.

APREN, 2017. Associação Portuguesa de Energias Renováveis. *2017 Eletricidade renovável em Revista*. Acesso em 21 de Junho de 2019. Disponível em: <http://www.apren.pt/contents/files/2017-eletricidade-renovavel-em-revista.pdf>.

APREN, 2018. Associação Portuguesa de Energias Renováveis. Acesso em 27 de Maio de 2018. Disponível em <http://www.apren.pt>.

Breanhas, M., Machado, R. & Dinis, M., 2008. *Vantagens do ciclo combinado a gás natural face a outras tecnologias de produção de energia*. Estudo de caso: a central da Tapada do Outeiro, Portugal. *Revista da Faculdade de Ciência e Tecnologia*. Porto. ISSN 1646-0499. 5 (2008) 22-39.

Carbon Market Data, 2018. *World Carbon Market Database*. Acesso em Maio de 2018. Disponível em <https://www.carbonmarketdata.com/en/home>.

Comissão Europeia, 2017. *Revista Ambiente para os Europeus: A União Europeia lidera a implementação dos compromissos climáticos acordados em Paris*. Publicada em 27/01/2017.

Conselho Europeu, 2018. *Acordo de Paris sobre as alterações climáticas*. Acesso em 12 de

setembro de 2018. Disponível em: <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/timeline/>.

DGEG, 2018. Direção Geral de Energia e Geologia. Acesso em 12 de junho de 2018. Disponível em: <http://www.dgeg.gov.pt>.

DGEG, 2016. Direção Geral de Energia e Geologia. *ENERGIA em Portugal 2014*. Versão 22-03-2016. Publicado em Março de 2016.

EDP, 2018a. *EDP #EnergyOutlook 2017 Edition*. Publicado em Fevereiro de 2018.

EDP, 2018b. *Energias de Portugal. Lares – Informação Técnica*. Acesso em 12 de Agosto de 2018. Disponível em: https://a-nossa-energia.edp.pt/centros_produtores/info_tecnica.php?item_id=71&cp_type=te§ion_type=info_tecnica.

ERSE, 2018. Entidade reguladora dos Serviços Energéticos. Acesso em 7 de Julho de 2018. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt>.

Fagiani, R., Richstein, J., Hakvoort, R. & De Vries, L., 2014. The dynamic impact of carbon reduction and renewable support policies on the electricity sector. *Utilities Policy*, Volume 28, pp. 28-41.

Faria, F., 2013. Fernando Faria, “*O sistema electroprodutor da EDP*”; Outubro, 2003, URL : [http://www.historia-energia.com/imagens/conteudos/A2\(FF\).pdf](http://www.historia-energia.com/imagens/conteudos/A2(FF).pdf)

Fell, H., 2010. EU-ETS and Nordic Electricity: A CVAR Analysis. *The Energy Journal*, 31, No 2, pp. 1-25.

Fezzi, C., & Bunn, D. (2009). Structural Interactions of European Carbon Trading and Energy Prices. *The Journal of Energy Markets*, 2, No 4, pp. 53-69.

Freitas, C., & Silva, P. (2015). *European Union emissions trading scheme impact on the Spanish electricity price during phase II and phase III implementation*. *Utilities Policy*, 33, pp. 54-62.

Freitas, Carlos J. P., 2016. *Avaliação do Impacto do Mercado de Carbono nos Mercados Elétricos de Portugal e Espanha*. Tese de Doutoramento em Gestão de Empresas. Universidade de Coimbra.

IEA, 2018a. *International Energy Agency. CO₂ emissions from fuel combustion: Overview. 2018 edition.*

IEA, 2018b. *International Energy Agency. Renewables Information: Overview. 2018 edition.*

INETI, 2003. Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial. *Guia Técnico: Setor da Produção de Energia*. Lisboa, julho de 2003, pp. 37-38.

IPCC, 2014: Summary for policymakers. In: *Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Part A: Global and Sectoral Aspects. Contribution of Working Group II to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Field, C.B., V.R. Barros, D.J. Dokken, K.J. Mach, M.D. Mastrandrea, T.E. Bilir, M. Chatterjee, K.L. Ebi, Y.O. Estrada, R.C. Genova, B. Girma, E.S. Kissel, A.N. Levy, S. MacCracken, P.R. Mastrandrea, and L.L. White (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, pp. 1-32.

Koch, N., Fuss, S., Grosjean, G. & Edenhofer, O., 2014. *Causes of the EU ETS price drop: Recession, CDM, renewable policies or a bit of everything? New evidence*. *Energy Policy*, Volume 73, p. 676–685.

Martins, J., 2004. *Algarve – Energia*. Faro: Escola Superior de Tecnologia, Universidade do Algarve.

Matos, H., 2015. *Central Termoelétrica de Setúbal a Património Industrial por Reutilização Adaptativa*. Lisboa: Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia, Faculdade de Ciências, Universidade de Lisboa.

Mizrach, B., 2012. Integration of the global carbon markets. *Energy Economics*, 34, No 1, pp. 335-349.

Neuhoff, K., Martinez, K., Sato, M., 2011. Allocation, incentives and distortions: the impact of EU ETS emissions allowance allocations to the electricity sector. *Climate Policy* 6, 73 – 91.

Parlamento Europeu, 2018. *Emissões de gases com efeito de estufa por país e setor*. Acesso em 13 de agosto de 2018. Disponível em: <http://www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/society/20180301STO98928/emissoes-de-gases-com-efeito-de-estufa-por-pais-e-setor-infografia>.

Prado, M., 2010. *EDP desactiva já este ano central termoelétrica do Carregado*. Acesso em 20 de Julho de 2018. Disponível em Jornal de Negócios: https://www.jornaldenegocios.pt/empresas/detalhe/edp_desactiva_jaacute_este_ano_central_termoeleacutectrica_do_carregado.

REA, 2018. *Relatório do Estado do Ambiente, Portal do Estado do Ambiente, Portugal, Energia e Clima, Intensidade Energética e Carbónica da Economia*. Publicado em 9 de Maio de 2018.

REN, 2012. Relatório anual de Dados técnicos *Technical Data* 12.

REN, 2017. Relatório anual de Dados técnicos *Technical Data* 17.

REN21, 2017. *Renewables 2017 Global Status Report* (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-9818107-6-9

Suspiro, A., 2017. *Governo compromete-se a encerrar centrais a carvão do Pego e de Sines até 2030*. Acesso em 21 de Julho de 2018. Disponível em Observador: <https://observador.pt/2017/11/16/governo-compromete-se-a-encerrar-centrais-a-carvao-do-pego-e-de-sines-ate-2030/>.

United Nations Climate Change, 2018. “*The Kyoto Protocol*”. Acesso em 10 de Junho de 2018. Disponível em: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-kyoto-protocol/>.

Van den Bergh, K., Delarue, E. & D'haeseleer, W., 2013. Impact of renewables deployment on the CO2 price and the CO2 emissions in the European electricity sector. *Energy Policy*, Volume 63, p. 1021– 1031.

Anexo I – Resultados por Ano e por Central Termoelétrica

Ano	Central	Potência Instalada (MW)	Potencial Máximo de Produção (Mwh)	Produção Real (Mwh)	Potência Disponível (Mwh)	Demanda Extra (Mwh)	Emissões (tonCO ₂)	Fator de Emissão (ton CO ₂ /MWh)	Emissões Extra (tonCO ₂)	Preço CO ₂ (EUR)	Valor (EUR)
2005	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	6.286.927	1.951.853	7.576.035	2.365.882	0,4	734.517	21,53	15.814.148
	Ribatejo	1176	9.786.672	5.087.639	4.699.033	5.624.182	1.825.360	0,4	1.685.935	21,53	36.298.173
	Sines	1192	9.919.824	9.590.175	329.649	925.149	8.596.172	0,9	295.482	21,53	6.361.717
	Pego	584	4.860.048	4.701.226	158.822	595.500	4.185.468	0,9	141.398	21,53	3.044.301
	Setúbal	946,4	7.875.941	3.555.759	4.320.182	436.678	2.730.062	0,8	335.275	21,53	7.218.476
	Carregado	710,2	5.910.284	1.161.575	4.748.709	-3.883.504	936.365	0,8	0	21,53	0
	Barreiro	56	466.032	220.024	246.008	-8.632.213	347.958	1,6	0	21,53	0
	Tunes	197	1.639.434	17.535	1.621.899	-8.878.221	17.619	1	0	21,53	0
2006	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	4.059.906	4.178.874	15.004.456	1.544.540	0,4	1.589.800	17,31	27.519.436
	Ribatejo	1176	9.786.672	5.727.794	4.058.878	10.825.582	2.065.450	0,4	1.463.637	17,31	25.335.551
	Sines	1192	9.919.824	9.694.232	225.592	27.324.789	8.730.335	0,9	203.161	17,31	3.516.724
	Pego	584	4.860.048	4.375.992	484.056	27.099.197	3.956.852	0,9	437.692	17,31	7.576.454
	Setúbal	946,4	7.875.941	1.234.934	6.641.007	6.766.704	973.507	0,8	5.235.152	17,31	90.620.473
	Carregado	710,2	5.910.284	239.304	5.670.980	125.697	188.611	0,8	99.070	17,31	1.714.904
	Barreiro	56	466.032	144.995	321.037	-5.545.283	291.651	2	0	17,31	0
	Tunes	197	1.639.434	848	1.638.586	-5.866.320	1.224	1,4	0	17,31	0
2007	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	4.453.961	3.784.819	15.439.659	1.684.109	0,4	1.431.096	0,67	958.835
	Ribatejo	1176	9.786.672	6.037.338	3.749.334	11.654.840	2.176.162	0,4	1.351.450	0,67	905.471
	Sines	1192	9.919.824	8.047.752	1.872.072	7.905.506	7.140.104	0,9	1.660.934	0,67	1.112.826
	Pego	584	4.860.048	3.615.245	1.244.803	6.033.434	3.264.696	0,9	1.124.102	0,67	753.148
	Setúbal	946,4	7.875.941	960.494	6.915.447	4.788.631	764.830	0,8	3.813.130	0,67	2.554.797
	Carregado	710,2	5.910.284	196.886	5.713.398	-2.126.816	166.338	0,8	0	0,67	0
	Barreiro	56	466.032	113.719	352.313	-7.840.214	262.031	2,3	0	0,67	0
	Tunes	197	1.639.434	848	1.638.586	-5.866.320	1.224	1,4	0	17,31	0
2008	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	5.092.704	3.146.076	13.910.606	1.933.195	0,4	1.194.253	18,77	22.416.134
	Ribatejo	1176	9.786.672	7.479.999	2.306.673	10.764.530	2.706.632	0,4	834.668	18,77	15.666.716
	Sines	1192	9.919.824	6.925.934	2.993.890	8.457.857	6.182.566	0,9	2.672.553	18,77	50.163.811
	Pego	576	4.793.472	3.497.524	1.295.948	5.463.967	3.217.016	0,9	1.192.011	18,77	22.374.038
	Setúbal	946,4	7.875.941	680.189	7.195.752	4.168.019	555.413	0,8	3.403.425	18,77	63.882.279
	Carregado	710,2	5.910.284	44.091	5.866.193	-3.027.733	51.094	1,2	0	18,77	0
	Barreiro	56	466.032	76.491	389.541	-8.893.926	226.002	3	0	18,77	0
	Tunes	197	1.639.434	-40	1.639.474	-9.283.467	221	1,8	0	18,77	0

Ano	Central	Potência Instalada (MW)	Potencial Máximo de Produção (Mwh)	Produção Real (Mwh)	Potência Disponível (Mwh)	Demanda Extra (Mwh)	Emissões (tonCO ₂)	Fator de Emissão (ton CO ₂ /MWh)	Emissões Extra (tonCO ₂)	Preço CO ₂ (EUR)	Valor (EUR)
2009	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	4.768.810	3.469.970	17.411.555	1.805.909	0,4	1.314.049	13,23	17.384.868
	Ribatejo	1176	9.786.672	5.817.350	3.969.322	13.941.585	2.136.483	0,4	1.457.775	13,23	19.286.367
	Lares	826	6.873.972	876.771	5.997.201	9.972.263	329.456	0,4	2.253.512	13,23	29.813.962
	Sines	1180	9.819.960	8.868.729	951.231	3.975.062	7.713.764	0,9	827.353	13,23	10.945.883
	Pego	576	4.793.472	3.073.138	1.720.334	3.023.831	2.835.214	0,9	1.587.145	13,23	20.997.926
	Setúbal	946,4	7.875.941	184.394	7.691.547	1.303.497	166.593	0,9	1.177.660	13,23	15.580.445
	Carregado	710,2	5.910.284	-1.638	5.911.922	-6.388.050	13.893	0,8	0	13,23	0
	Barreiro	56	466.032	119.845	346.187	-12.299.972	248.221	2,1	0	13,23	0
	Tunes	197	1.639.434	275	1.639.159	-12.646.159	859	3,1	0	13,23	0
2010	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	5.027.760	3.211.020	27.324.789	1.884.199	0,4	1.203.359	14,39	17.316.337
	Ribatejo	1176	9.786.672	3.101.616	6.685.056	24.113.769	1.165.806	0,4	2.512.715	14,39	36.157.975
	Lares	826	6.873.972	2.054.049	4.819.923	17.428.713	790.122	0,4	1.854.059	14,39	26.679.903
	Pego C.C	837,1	6.966.346	516.665	6.449.681	12.608.790	194.287	0,4	4.741.417	14,39	68.228.984
	Sines	1180	9.819.960	4.889.473	4.930.487	6.159.109	4.404.377	0,9	4.441.322	14,39	63.910.622
	Pego	576	4.793.472	1.663.116	3.130.356	1.228.622	1.595.935	1	1.178.992	14,39	16.965.696
	Setúbal	946,4	7.875.941	19.732	7.856.209	-1.901.734	22.277	1,1	0	14,39	0
	Carregado	710,2	5.910.284	36.358	5.873.926	-9.757.943	45.538	1,3	0	14,39	0
	Tunes	165	1.373.130	594	1.372.536	-15.631.869	915	1,5	0	14,39	0
2011	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	4.633.667	3.605.113	23.081.243	1.735.042	0,4	1.349.908	13,07	17.643.293
	Ribatejo	1176	9.786.672	1.099.709	8.686.963	19.476.130	426.625	0,4	3.370.051	13,07	44.046.569
	Lares	826	6.873.972	2.971.866	3.902.106	10.789.167	1.164.921	0,4	1.529.559	13,07	19.991.340
	Pego C.C	837,1	6.966.346	1.610.531	5.355.815	6.887.061	600.728	0,4	2.568.873	13,07	33.575.176
	Sines	1180	9.819.960	6.878.633	2.941.327	1.531.246	6.258.213	0,9	1.393.135	13,07	18.208.271
	Pego	576	4.793.472	2.249.756	2.543.716	-1.410.081	2.137.580	1	0	13,07	0
	Setúbal	946,4	7.875.941	-6.033	7.881.974	-3.953.797	9.683	0,8	0	13,07	0
	Carregado	710,2	5.910.284	-2.957	5.913.241	-11.835.771	1.875	0,8	0	13,07	0
	Tunes	197	1.639.434	-156	1.639.590	-17.749.012	192	1,8	0	13,07	0
2012	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	2.602.557	5.636.223	18.324.095	1.007.888	0,4	2.182.731	7,39	16.130.381
	Ribatejo	1176	9.786.672	229.178	9.557.494	12.687.872	95.521	0,4	3.983.547	7,39	29.438.414
	Lares	826	6.873.972	1.278.077	5.595.895	3.130.378	521.815	0,4	1.278.075	7,39	9.444.974
	Pego C.C	837,1	6.966.346	1.530.807	5.435.539	-2.465.517	570.556	0,4	0	7,39	0

Ano	Central	Potência Instalada (MW)	Potencial máximo de Produção (Mwh)	Produção Real (Mwh)	Potência Disponível (Mwh)	Demanda Extra (Mwh)	Emissões (tonCO2)	Fator de Emissão (ton CO2/MWh)	Emissões extra (tonCO2)	Preço CO2 (EUR)	Valor (EUR)
2013	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	602.583	7.636.197	28.376.253	250.435	0,4	3.173.623	4,48	14.217.829
	Ribatejo	1176	9.786.672	222.339	9.564.333	20.740.056	96.209	0,4	4.138.612	4,48	18.540.983
	Lares	826	6.873.972	557.315	6.316.657	11.175.723	234.182	0,4	2.654.239	4,48	11.890.992
	Pego C.C	837,1	6.966.346	119.010	6.847.336	4.859.066	48.950	0,4	1.998.582	4,48	8.953.649
	Sines	1180	9.819.960	7.942.019	1.877.941	-1.988.270	7.184.113	0,9	0	4,48	0
	Pego	576	4.793.472	3.010.612	1.782.860	-3.866.211	2.768.991	0,9	0	4,48	0
	Tunes	197	1.639.434	-359	1.639.793	-5.649.071	99	1,8	0	4,48	0
2014	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	903.261	7.335.519	30.416.144	368.045	0,4	2.988.949	6,07	18.142.921
	Ribatejo	1176	9.786.672	228.815	9.557.857	23.080.625	100.452	0,4	4.195.992	6,07	25.469.670
	Lares	826	6.873.972	277.888	6.596.084	13.522.768	124.677	0,4	2.959.394	6,07	17.963.519
	Pego C.C	837,1	6.966.346	-5.196	6.971.542	6.926.684	1.926	0,4	2.770.674	6,07	16.817.989
	Sines	1180	9.819.960	8.129.216	1.690.744	-44.858	7.404.537	0,9	0	6,07	0
	Pego	576	4.793.472	2.937.173	1.856.299	-1.735.602	2.702.139	0,9	0	6,07	0
2015	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	2.061.559	6.177.221	23.164.998	792.808	0,4	2.375.557	7,92	18.814.409
	Ribatejo	1176	9.786.672	747.701	9.038.971	16.987.777	290.990	0,4	3.517.783	7,92	27.860.845
	Lares	826	6.873.972	1.835.925	5.038.047	7.948.806	719.353	0,4	1.974.010	7,92	15.634.159
	Pego C.C	837,1	6.966.346	595.669	6.370.677	2.910.759	223.949	0,4	1.094.335	7,92	8.667.135
	Sines	1180	9.819.960	9.656.691	163.269	-3.459.918	8.683.900	0,9	0	7,92	0
	Pego	576	4.793.472	4.020.639	772.833	-3.623.187	3.604.496	0,9	0	7,92	0
2016	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	2.640.787	5.597.993	31.032.973	1.004.750	0,4	2.129.889	5,4	11.501.401
	Ribatejo	1176	9.786.672	1.648.020	8.138.652	25.434.980	626.113	0,4	3.092.023	5,4	16.696.924
	Lares	826	6.873.972	1.954.022	4.919.950	17.296.328	759.887	0,4	1.913.288	5,4	10.331.753
	Pego C.C	837,1	6.966.346	1.130.543	5.835.803	12.376.378	422.137	0,4	2.179.049	5,4	11.766.864
	Sines	1180	9.819.960	8.082.378	1.737.582	6.540.575	7.306.936	0,9	1.570.874	5,4	8.482.722
	Pego	576	4.793.472	3.616.069	1.177.403	4.802.993	3.261.263	0,9	1.061.877	5,4	5.734.136
	Setúbal	946,4	7.875.941	0	7.875.941	3.625.590	0	0,8	2.900.472	5,4	15.662.548
2017	Tapada do Outeiro	990	8.238.780	3.901.682	4.337.098	21.142.997	1.456.565	0,4	1.619.113	5,83	9.439.430
	Ribatejo	1176	9.786.672	2.559.127	7.227.545	16.805.899	945.110	0,4	2.669.201	5,83	15.561.443
	Lares	826	6.873.972	3.381.932	3.492.040	9.578.354	1.280.730	0,4	1.322.428	5,83	7.709.753
	Pego C.C	837,1	6.966.346	3.635.414	3.330.932	6.086.314	1.347.812	0,4	2.256.471	5,83	13.155.227
	Sines	1180	9.819.960	9.425.734	394.226	2.755.382	8.396.290	0,9	351.170	5,83	2.047.322